

Fordeling av residuale nettkostnader
mellom produksjon og forbruk

På oppdrag fra Statnett
juni, 2017

THEMA Rapport 2017-19

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	STN-17-05	Rapportnavn:	Fordeling av residuale nettkostnader mellom produksjon og forbruk
Prosjektnavn:	Vurdering av tariffnivået overfor produksjon vs. tariffnivået for forbruk	Rapportnummer:	2017-19
Oppdragsgiver:	Statnett	ISBN-nummer	978-82-8368-016-4
Prosjektleder:	Berit Tennbakk	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Anders Lund Eriksrud Åsmund Jenssen Adrian Mekki Guro Persen Eivind Magnus (KS)	Denne versjonen:	15. september 2017

Brief summary in English

The transmission grid is financed through tariffs paid by grid users. Variable tariffs providing efficient short-term price signals are not sufficient to cover all costs. Ideally, residual costs are covered through lump-sum charges that do not affect generation or consumption. All costs of electricity generation or consumption do however affect long-term investments in supply and demand. Thus, residual charges lead to efficiency losses in the long-term. We find that the efficiency loss will be minimized by applying residual cost charges on both generators and consumers. Optimal allocation implies an allocation equating the marginal efficiency loss of a change in the generator and consumer charges. The efficient allocation depends on the elasticities of supply and demand, including the export elasticity and the power balance. In practice, the levels must be estimated by empirical (model-based) analyses, taking into account long-term market dynamics, including the impact of different framework conditions in the integrated market area. In general, the principles for calculation for G-tariffs should be harmonized, but not the levels.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybde-kunnskap om energimarkedene, bred samfunns-forståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHOOLD

1	INNLEDNING OG BAKGRUNN	6
2	TEORETISK ANALYSE	7
2.1	Teoretisk optimal tariffstruktur	7
2.2	Optimal fordeling av residuale kostnader	8
2.3	Betydning av manglende harmonisering i et integrert marked.....	19
2.4	Andre relevante forhold.....	22
2.5	Oppsummering	23
3	METODIKK FOR Å BESTEMME FORDELING AV FASTE LEDD	25
3.1	Metodikk for å bestemme det relevante markedsområdet.....	25
3.2	Opplegg for modellsimuleringer	26
3.3	Illustrative modellsimuleringer.....	27
3.4	Virkingen av tariffen på langsiktig marginalkostnad	33
4	RESIDUALE LEDD OG UTBYGGING AV NETTET	36
4.1	Innledende betraktninger	36
4.2	Andre tariffledd er optimale og tariffene er harmoniserte.....	37
4.3	Rammebetingelsene i andre land vrir investeringer til Norge	37
4.4	Konklusjoner	39
5	HINDRINGER I REGELVERKET	40
5.1	Norsk lovgivning	40
5.2	Europeisk lovgivning.....	40
5.3	Fremtidig europeisk lovgivning.....	40
	VEDLEGG 1	44

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Kostnadsstrukturen i strøm nettet er karakterisert av stordriftsfordeler med høye faste og lave variable kostnader. Det innebærer at de variable og brukerspesifikke leddene i nettariffen ikke dekker de samlede kostnadene for utbygging og drift av nettet. Siden nettet skal være brukerfinansiert, oppstår det et residuallt inntektsbehov som dekkes gjennom faste ledd. Spørsmålet som analyseres i denne rapporten, er hvordan de faste leddene bør fordeles mellom forbrukere og produsenter på en samfunnsøkonomisk effektiv måte.

Ulike tariffmodeller vurderes på grunnlag av hvorvidt de fører til *samfunnsøkonomisk effektiv* utnyttelse og utvikling av nettet. Kriteriet om samfunnsøkonomisk effektivitet er at fordelingen av de residuale nettkostnadene gir *optimal bruk* av nettet på kort sikt og bidrar til *optimale investeringer* i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisk kraft på lang sikt.

Vi foreslår også en empirisk metode for å fastsette fordelingen av residuale ledd, og drøfter hvilke konsekvenser en ikke-optimal fordeling kan ha for kostnadene i nettet. Endelig vurderer vi hvorvidt gjeldende regelverk er til hinder for en optimal fordeling av residuale ledd.

Hvordan minimere effektivitetstapet?

Den langsiktige utviklingen i elektrisitetsforbruk og -produksjon påvirkes av de samlede kostnadene, inkludert nettkostnader. Hvis man kunne finansiere nettet ved å differensiere fastleddet i henhold til forbrukernes netto betalingsvilje og produsentenes grunnrente, ville fastleddene være nøytrale, dvs. ikke gi effektivitetstap. Vi legger til grunn at det ikke er mulig i praksis. Nivået på residuale kostnader og fordelingen av dem mellom produsenter og forbrukere vil derfor påvirke aktørenes valg og gi opphav til et samfunnsøkonomisk effektivitetstap.

Tilpasningene påvirker markedsprisene og dermed verdien av kraftproduksjon og konsumentenes nytte av kraftforbruket.

I den prinsipielle analysen har vi lagt til grunn at de variable leddene i tariffen er effektivt utformet, og at de residuale leddene kan utformes på en måte som ikke påvirker den kortsiktige tilpasningen til produksjon og forbruk.

I et lukket system bestemmes ikke effektivitetsvirkningene av hvem de residuale kostnadene kreves inn fra, dvs. tariffgrunnlaget. Det er prisvirkningene i markedet, den såkalte overveltningen, som avgjør byrdefordelingen, dvs. om det er forbrukere eller produsenter som i realiteten bærer kostnadene. I et lukket marked er byrdefordelingen uavhengig av om residuale kostnader kreves inn gjennom faste ledd på forbruk eller produksjon. En innmatingstariff øker kostnadene ved investeringer i ny produksjon og skifter tilbudskurven slik at prisene øker. Etterspørselen responderer på prisøkningen ved å redusere forbruket gjennom overgang til andre energibærere, sparing eller investeringer i mer effektivt elektrisk utstyr. Så selv om forbrukerne ikke betaler innmatingstariffen, taper de på den gjennom høyere kraftpris. Både det samlede effektivitetstapet og byrdefordelingen avhenger av hvor store tilpasninger som gjøres på tilbuds- og etterspørselssiden.

Den teoretiske analysen viser imidlertid at i et åpent marked som har handel med andre land, har det betydning hvem de residuale kostnader kreves inn fra. Det kommer av at markedsvirkningene, og dermed overveltningen, ikke bare berører norske aktører. Som i et lukket marked kommer byrdefordelingen an på hvor følsom produksjon og forbruk er for endringer i priser og kostnader, dvs. hvor elastisk tilbuds- og etterspørselskurvene er. Siden vi har handel, spiller imidlertid også elasticiteten i eksport- (og import-) etterspørselen en viktig rolle.

Vi har fokusert den teoretiske analysen om tilfellet der Norge har et netto kraftoverskudd, men ikke full utnyttelse av overføringskapasiteten mot utlandet. Vi anser at dette er den meste relevante markedssituasjonen for Norge de nærmeste tiårene. Da kommer vi fram til følgende generelle resultater:

- Residuale kostnader må kreves inn fra brukerne i nettet. Både innmatings- og uttakstariff gir effektivitetstap. Og for både forbrukere og produsenter øker det marginale effektivitetstapet når fastleddet øker: På forbrukssiden er det stadig mer verdifullt forbruk som fortregnes, og på

produksjonssiden er det stadig mer lønnsomme prosjekter som ikke blir realisert. Skal effektivitetstapet minimeres, bør satsene for produksjon og forbruk settes slik at *det marginale effektivitetstapet blir det samme for produksjon og forbruk*.

- Effektivitetstapet er ikke uavhengig av hvem de residuale kostnadene kreves inn fra, men avhenger av *relative elastisiteter*.
 - Innmatingstariff: Effektivitetstapet øker dersom tilbudskurven i utlandet blir mer elastisk. Det innebærer at en liten kostnadsøkning for norsk produksjon skifter investeringer og produksjon til andre land og markeder, og markedsprisen i Norge påvirkes lite. Tilsvarende øker effektivitetstapet hvis den norske tilbudskurven blir mer elastisk, slik at en kostnadsøkning gjør større deler av norske investeringer ulønnsomme.
 - Uttakstariff: Effektivitetstapet øker dersom det innenlandske forbruket blir mer elastisk. Da reduseres forbruket mer pga. en kostnadsøkning. Dersom eksportetterspørselen blir mindre elastisk øker også effektivitetstapet ved en uttakstariff fordi priseffekten i det norske markedet blir større. Uttakstariffen gir lavere pris i Norge, noe som gir økt eksport. Dersom eksportetterspørselen er uelastisk, betyr det at prisen må bli desto lavere for å øke eksportvolumet tilstrekkelig.
- Eksportoverskuddet har betydning for effektivitetstapet: Når vi har eksport, er tariffgrunnlaget for en innmatingstariff større enn tariffgrunnlaget for en uttakstariff; produksjonen er større enn forbruket. Dersom residuale kostnader skal kreves inn fra forbrukerne, må satsen settes høyere enn dersom produsentene betaler alt. Jo høyere sats, desto større effektivitetstap. Jo større eksportoverskuddet er, desto større blir forskjellen mellom satsene. Dermed må det tas hensyn til at en reduksjon i innmatingstariffen må erstattes av en høyere økning i uttakstariffen dersom det samme residuale inntektsbehovet skal dekkes.
- Hvis residuale kostnader kreves inn utelukkende fra en gruppe, dvs. enten fra forbrukerne eller fra produsentene, vil denne aktørgruppen bære den største delen av byrden. Det skyldes at når vi handler, er ikke tariffgrunnlaget det samme for produksjon og forbruk. Fastledd på forbrukerne reduserer etterspørselen i Norge, men produksjonen reduseres ikke like mye som forbruket fordi eksporten kan øke. Forbrukerne kan derfor i begrenset grad velte kostnaden over på produsentene. Fastledd på produksjon øker kostnadene for norsk produksjon som konkurrerer med produksjon i andre land, som ikke får en tilsvarende kostnadsøkning. Produsentene kan derfor også i begrenset grad velte kostnaden over i markedet.

Gitt at man ikke kan sette kundespesifikke optimale tariffer, er det er bare hvis innenlandsk forbruk er fullstendig uelastisk at det ikke vil innebære en effektivitetsøkning å fordele innkrevningen av residuale inntekter på produsenter og forbrukere. Det er liten grunn til å tro at kraftforbruket er helt uelastisk på lang sikt. Når first best-løsningen ikke kan realiseres, innebærer second best-løsningen neppe at innmatingstariffen er lik null.

Kan effektivitetstap på etterspørselssiden motvirkes gjennom Ramsey-prising?

På lang sikt er etterspørselen trolig mer elastisk enn på kort sikt. Men ulike deler av forbruket er mer elastisk enn andre deler, det gjelder f.eks. konkurranseutsatt kraftintensiv industri og husholdningenes etterspørsel knyttet til oppvarming. Det skyldes at industrien konkurrerer på verdensmarkedet der andre produsenter ikke får den samme kostnadsøkningen, mens husholdningene har tilgang til alternative oppvarmingsløsninger. Mens en uttakstariff kan differensieres mellom kundegrupper i henhold til elastisiteter, vil en innmatingstariff som veltes over i markedsprisen, ramme alt forbruk. Ramsey-prising kan redusere effektivitetstapet ved en uttakstariff, og vil, alt annet like, i så fall innebære at forbrukerne skal betale en større andel av de residuale kostnadene. I praksis kan det være vanskelig å realisere gevinstene ved Ramsey-prising fullt ut fordi differensieringen vil være relativt grov mellom forbrukergrupper. Hvis en innmatingstariff i liten grad overveltes på forbrukerne, blir effektivitetstapet knyttet til endringer i forbruket pga. innmatingstariffen heller ikke så stort.

Bør norsk innmatingstariff harmoniseres med andre land?

Markedene i Norden og Nord-Europa blir mer og mer integrerte, og endringer i én del av markedet får betydning for nær sagt alle andre deler av markedet. Samtidig er det en rekke rammebetingelser som er forskjellige mellom land, og som kan ha betydning for fastsettelsen av optimale tariffen.

Det er ikke mulig eller ønskelig å harmonisere innmatingstariffene med handelspartnerne. Det kommer dels av at landene bruker ulike prinsipper for innkreving av residuale nettkostnader, og dels at også optimale nivåer vil variere mellom land. I tillegg er det også andre rammebetingelser som påvirker lokalisering av ny produksjon, og nivået for en innmatingstariff i Norge kan umulig rette opp alle vridninger i så måte.

Fordelingen av residuale kostnader mellom innmatingstariff og uttakstariff bør også settes ut fra et langsiktig perspektiv siden tariffene er viktige for investeringsbeslutninger. Det tilsier at man ikke bør endre satser og fordelingsnøkler hyppig selv om rammebetingelsene i andre land endres.

Hovedprinsippet for fordeling av innkrevingen av residuale kostnader bør også i second best-tilfellet være å minimere det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet for Norge, ved å ta hensyn til de langsiktige elastisitetene i tilbud og etterspørsel i Norge, og elastisiteten i handelen med andre land.

Bør man ha en innmatingstariff for å kunne gi lokaliseringssignaler?

Nettkostnadene avhenger ikke bare av nivået på produksjon og forbruk, men i stor grad av lokaliseringen av produksjon og forbruk. Det gis lokaliseringssignaler gjennom både områdepriser og tariffledd, men det er enighet om at de langsiktige lokaliseringssignalene i nettet er for svake. Det er derfor foreslått å innføre et (fast) lokaliseringsledd i nett tariffen. Lokaliseringsleddet bør gjelde for både forbruk og produksjon, men med motsatt fortegn avhengig av kraftsituasjonen i de aktuelle områdene. Et lokaliseringsledd kan utformes nøytralt, slik at det ikke gir noe betydelig tilskudd til dekning av residuale kostnader i nettet. Lokaliseringsleddet bør utformes for å påvirke lokaliseringen av produksjon og forbruk, mens de residuale kostnadene bør dekkes ut fra det generelle prinsippet om å minimere effektivitetstapene. Lokaliseringssignalet kan gis uavhengig av nivået på gjennomsnittlig innmatingstariff. Et lokaliseringsledd i tariffen vil innebære at noe produksjon får økte kostnader, men kan godt være null i snitt.

Hvordan kan man fastsette fordelingen av faste ledd i praksis?

Effektiv fordeling av faste ledd kommer an på hvor prisfølsom etterspørselen er og hvor kostnadsfølsom det norske tilbudet er. Det siste kommer an på konkurranse med produksjon i andre land i det integrerte markedsområdet. Markedsvirkningene av en innmatingstariff fanges best opp av en modellbasert analyse som kan analysere markedsdynamikken på lang sikt og ta hensyn til ulike rammebetingelser.

Relevante parametre det bør tas hensyn til i en modellanalyse, er:

- Langsiktige tilbudskurver, herunder kostnadsutvikling og støtteordninger, utfasing av kapasitet, og viktige rammebetingelser. Modellberegningene kan neppe fange opp alle detaljer som påvirker investeringene, men investeringer som er markedsdrevne bør representeres så godt som mulig.
- Langsiktige etterspørselskurver og elastisiteter for ulike deler av forbruket. Estimer for etterspørselastisiteter er usikre og spriker betydelig. Antagelig bør det gjøres egne estimer som er tilpasset muligheten for differensiering mellom forbruksgrupper til dette formålet.
- Det er også relevant å ta hensyn til at resultatene påvirkes av samspillet mellom kraftmarkedet og kvotemarkedet, og av eventuelle konsekvenser for lønnsomheten av utbygging av mellomlandskapasitet.

For å finne en mest mulig effektiv fordeling mellom innmatingstariff og uttakstariff bør man gjøre beregninger av ulike fordelinger av tariffene for å få fram marginale effektivitetstapkurver. Både innmatingstariffer og uttakstariffer medfører effektivitetstap og noe overveltning via markedseffekter.

En slik tilnærming innebærer også at man tilpasser fordelingen av residuale kostnader mellom innmating og uttak til rammebetingelsene i andre land. Det bør imidlertid ikke være et mål å kompensere for alle vridninger knyttet til ulike rammebetingelser. Det vil heller ikke være mulig siden rammebetingelsene variere mellom landene vi handler med. Modellberegninger kan imidlertid avsløre hvilke land som er spesielt relevante for eksportelastisiteten, og den samlede effekten av ulike rammebetingelser i ulike land.

Effektivitetstap knyttet til vridninger av kortsiktig tilpasning bør i prinsippet også tas med i beregningen, men det bør være mulig å utforme fastledd for både forbruk og produksjon som har relativt liten innvirkning på kortsiktig tilpasning (jf. dagens tariffgrunnlag).

Hvordan påvirker inoptimal fordeling nettkostnadene?

Siden innkreving av residuale kostnader påvirker utviklingen i produksjon og forbruk på lang sikt, og virkningene av innmatings- og uttakstariffer er forskjellig, vil fordelingen av residuale kostnader også påvirke utbyggingen av nettet på lang sikt. Det er imidlertid ikke opplagt hvordan virkningene blir. Reduserte investeringer i produksjon fører f.eks. ikke nødvendigvis til reduserte nettinvesteringer, det avhenger hvor i nettet den aktuelle produksjonen er lokalisert. Det kommer også an på hvordan nettariffene er utformet, og om lokaliseringssignalene ellers er adekvate.

Det bør ikke være et mål å minimere nettkostnadene. Sammenhengen mellom en innmatingstariff og etterspørselen etter nett i Norge avhenger av flere forhold, og man kan ikke på generelt grunnlag si at en for lav innmatingstariff vil gi høyere nettinvesteringer. Virkningen på nettinvesteringene kommer også blant annet an på kortsiktige og langsiktige lokaliseringssignaler i tariffen og markedspriser, på ulike støtteordninger og rammebetingelser, og på Statnetts prinsipper for investeringsbeslutninger.

Samtidig vil økt nettutbygging også gi økte residuale kostnader, på grunn av kostnadsstrukturen i nettet, og økte residuale kostnader medfører større effektivitetstap fordi det innebærer at de faste leddene for forbruk og/eller produksjon må økes. Derfor bør Statnett i de fremadskuende analysene for å fastsette fordelingen av residuale kostnader i faste ledd, også undersøke om ulike fordelinger har stor betydning for kostnadene i nettet. Samtidig er slike beregninger også komplekse, og vil med nødvendighet måtte hvile på en viss grad av skjønn.

Begrenser norsk og europeisk lovgivning fordelingen av residuale ledd?

Norsk og europeisk lovgivning legger begrensninger for hvordan de residuale nettkostnadene kan fordeles. Den norske energilovforskriften fastslår at tariffen kun kan differensieres mellom kunder basert på relevante nettforhold. Videre fastsetter EU-forordning 838/2010 et gulv og tak for innmatingstariffer i Norden på henholdsvis 0 og 1,2 €/MWh. Behovet for økt harmonisering av innmatingstariffene mellom EUs medlemsland har blitt diskutert over flere år, men pr. i dag foreligger det ikke konkrete planer om lovgivning som vil begrense medlemslandenes mulighet til å bestemme tariffstruktur ytterligere. På sikt antar blant annet ACER at økende markedsintegrasjon og harmonisering av andre deler av kraftsystemet vil føre til at behovet for harmonisering av nettariffene øker.

1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

Sentralnettet er selvfinansierende. Det betyr at alle kostnader dekkes av brukerne av nettet. Kostnadene dekkes dels gjennom variable og bruksavhengige ledd som skal gi signaler om marginalkostnaden som den enkelte bruker påfører nettet, og dels av faste ledd som er nødvendige for å dekke resten av kostnadene (såkalt residuale kostnader). For at nettet skal bli optimalt utnyttet og utviklet, bør de faste leddene påvirke bruken av nettet minst mulig.

Tema for denne rapporten er hva som er effektiv fordeling av residuale kostnader mellom produsenter og forbrukere som er tilknyttet nettet. Bakgrunnen for prosjektet er at Statnett for tiden evaluerer dagens tariffmodell, herunder også innmatingstariffen.

For å unngå effektivitetstap bør de faste leddene utformes slik at de ikke påvirker forbrukere og produsenters kortsiktige tilpasning, dvs. hvordan de bruker produksjonskapasiteten eller elektrisk utstyr. Det betyr at beregningsgrunnlaget for faste ledd ikke bør være løpende produksjon eller forbruk. På lang sikt avhenger imidlertid både forbruk og produksjon av elektrisitet av de samlede kostnadene ved elektrisitetsbruken, inkludert nettkostnader. De forventede samlede kostnadene for kraft og nett påvirker forbrukernes valg av oppvarmingsløsninger, investeringer i energieffektiviseringstiltak og valg av elektriske apparater, og produsentenes investeringer i ny produksjon. Avhengig av utforming kan faste ledd påvirke investeringene mellom ulike typer produksjon, og dersom nivået for faste ledd i innmatingstariffen ikke er harmoniserte, kan det påvirke lokaliseringen av investeringer mellom land.

Utvikling i forbruket og lokalisering av produksjon og forbruk har betydning for nettkostnadene. Dersom tariffer gir uheldige lokaliseringssignaler, innebærer det også en inoptimal utbygging av nettet.

I Norge og de andre nordiske landene er produsentene ilagt faste innmatingstariffer (eller G-tariffer) som dekker en del av de faste kostnadene i nettet. I de fleste andre land i EU er G-tariffen satt til null. Der dekkes de residuale kostnadene inn gjennom faste ledd i nettariffen til forbrukerne. Innad i Norden er innmatingstariffene heller ikke harmoniserte. Dermed kan innmatingstariffen påvirke investeringsinsentivene forskjellig i de ulike landene og medføre at lokaliseringen av ny kapasitet ikke blir samfunnsøkonomisk effektiv på lang sikt. En høyere innmatingstariff i Norge enn i nabolandene kan f.eks. føre til at marginale prosjekter i Norge blir skrinlagt, og at dyrere prosjekter blir bygd ut i andre land som vi handler med.

Hvem som egentlig belastes de faste kostnadene, bestemmes imidlertid ikke av hvem som får kostnaden på nettfakturaen, men av hvordan tariffene påvirker markedsprisene på lang sikt gjennom de investeringsvalgene både forbrukere og produsenter tar. For eksempel fører et høyere fastledd for forbrukerne til lavere elektrisitetsforbruk på lang sikt, og dermed til lavere markedspriser og lavere inntekter for produsentene. Hvor stort prisutslaget, eller overveltningen, blir, avhenger av hvor prisfølsomt tilbudet og etterspørselen er.

I denne rapporten drøfter vi prinsippene for optimal fordeling av de residuale nettkostnadene mellom forbrukere og produsenter i Norge når man tar hensyn til den faktiske markedssituasjonen og rammebetingelsene i landene rundt oss.

Ulike tariffmodeller vurderes ut fra av hvorvidt de fører til *samfunnsøkonomisk effektiv* utnyttelse og utvikling av nettet. Kriteriet om samfunnsøkonomisk effektivitet er at fordelingen av de residuale nettkostnadene gir *optimal bruk* av nettet på kort sikt og bidrar til *optimale investeringer* i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisk kraft på lang sikt.

I kapittel 2 utvikler vi det teoretiske grunnlaget for fordeling av residuale kostnader basert på standard økonomisk teori. I kapittel 3 drøfter vi hvordan man kan gå fram for å fastsette et fornuftig nivå for en innmatingstariff. I kapittel 4 ser vi nærmere på hvordan en fjerning av innmatingstariffen kan påvirke nettkostnadene i Norge, og i kapittel 5 drøfter vi hvorvidt norsk og europeisk lovgivning er til hinder for en økning av innmatingstariffen i Norge.

2 TEORETISK ANALYSE

Kapittelet presenterer en drøfting av det samfunnsøkonomisk teoretiske grunnlaget for effektiv fordeling av residuale nettkostnader mellom produsenter (innmatingstariff) og forbrukere (uttakstariff). Vi definerer de samfunnsøkonomiske elementene nærmere og analyserer hvordan fordelingsvirkninger og samfunnsøkonomisk tap påvirkes av hvor elastisk tilbud og etterspørsel er, når vi tar hensyn til at Norge har utstrakt handel med andre land. Analysen fokuserer på de langsiktige markedsvirkningene av faste tariffledd, og hvilke effektivitetstap de medfører.

2.1 Teoretisk optimal tariffstruktur

Overføring av kraft innenfor et gitt geografisk område er et naturlig monopol fordi høye faste kostnader og skalafordeler gjør det samfunnsøkonomisk ugunstig å ha konkurrerende overføringsnett. På lang sikt er det betydelige kostnader knyttet til å bygge ut og vedlikeholde fysisk overføringskapasitet, mens på det på kort sikt bare er overføringstapet som varierer med bruken av nettet.

Økonomisk teori om optimal prising av tjenester i et naturlig monopol kan brukes som utgangspunkt for å vurdere hva som er en optimal fordeling av kostnadene knyttet til utbygging og drift av kraftnettet.

Effektivitetsprinsippene for fordeling av de residuale nettkostnadene er at de skal bidra til *optimal bruk* av nettet på kort sikt, dvs. innenfor tilgjengelig nettkapasitet, og *optimale investeringer* i nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisk kraft på lang sikt. Det innebærer at vi vurderer ulike tariffmodeller ut fra om de fører til en *samfunnsøkonomisk effektiv* utbygging og bruk av nettet.

Vi tar som utgangspunkt at investeringer og drift av nettet i sin helhet skal være finansiert av brukerne (selvfinansierende nett). Det er ikke en selvfølge at det skal være slik; i prinsippet kunne residuale nettkostnader helt eller delvis vært dekket gjennom skattesystemet på samme måte som for jernbane og veier. Generell beskatning gir imidlertid også opphav til effektivitetstap, og brukerbetaling kan gi større mulighet til å utforme tariffen på en måte som bidrar optimal drift og utbygging av nettet.

2.1.1 Prissignaler knyttet til marginale kostnader bidrar til optimal nettbruk på kort sikt

I et allerede utbygd nett reflekterer samfunnsøkonomisk effektive prissignaler de marginale (variable) kostnadene for bruk av nettet. Det gir optimal utnyttelse av etablert kapasitet.

I et kraftsystem uten flaskehals består marginalkostnaden ved å bruke nettet (forbruk eller produksjon) av tap under overføring. Tapet i nettet øker eksponensielt med kapasitetsutnyttelsen, noe som gir en stigende marginalkostnadskurve. En variabel tariff som er høyere eller lavere enn de påførte marginaltapet ved overføring, gir sub-optimal bruk av kraftnettet, med et samfunnsøkonomisk tap som resultat.

Fra tid til annen må produksjon eller forbruk begrenses pga. knapp overføringskapasitet (flaskehals) på ulike steder i et kraftnett. Da gir en tariff som bare reflekterer marginaltapet ved overføring høyere etterspørsel etter nett enn det nettet fysisk sett kan levere. Flaskehals kan tariffes gjennom et kapasitetsledd som reflekterer kapasitetsknappheten slik at etterspørselen etter overføring reduseres i området med begrenset importkapasitet. I det nordiske systemet håndteres imidlertid de viktigste flaskehalsene ved at man lar markedsprisen variere mellom områder i såkalte prisområder. Prisområdene signaliserer overskudds- og underskuddsområder til markedsaktørene og gir systemoperatøren en flaskehalsinntekt og informasjon om den marginale samfunnsøkonomiske verdien av å utvide overføringskapasiteten. Alt annet like vil et område med mye produksjon og lavt forbruk være gunstig for tilknytning av nytt forbruk på grunn av lavt (eller negativt) marginaltapsledd og lav områdepris.

Alle flaskehals er imidlertid ikke håndtert gjennom prisområder: I sentralnettet håndteres interne flaskehals i prisområdene gjennom motkjøp – som stiller deltakerne i regulerkraftmarkedet (FRR-M) overfor ulike priser avhengig av om de er i et overskudds- eller underskuddsområde – mens flaskehals i distribusjonsnettet først og fremst håndteres gjennom utkobling av kunder med UKT-

avtaler¹. Hvorvidt de variable leddene gir adekvate lokaliseringssignaler, eller om ytterligere lokaliseringssignaler kan gi økt effektivitet, kan ha betydning for utformingen og fordelingen av residuale kostnader.

2.1.2 Utfordringen: Utforming av tariffer for dekning av residuale kostnader

Investeringskostnader i nettet som direkte kan henføres til enkeltkunders bruk av nettet, kan dekkes direkte av brukerne. Det dreier seg om anleggsbidrag for nettanlegg som bare brukes av en nettkunde (radialer), og for andeler av nettanlegg som deles av flere (grunne tilknytningsavgifter). Slike ledd gir også til en viss grad lokaliseringssignaler. Siden tapet i nettet øker eksponentielt med kapasitetsutnyttelsen, er det marginale tapet høyere enn det gjennomsnittlige tapet i nettet. En energitariff basert på marginaltapet dekker dermed også en del av de faste nettkostnadene. Inntekter fra flaskehalsen dekker også deler av de faste kostnadene.

Men i praksis er summen av tariffinntekter basert på kortsiktige prissignaler (flaskehals- og marginaltapsinntekter) og tilknytningsavgifter ikke tilstrekkelige til å dekke de faste kostnadene knyttet til drift og utbygging av nettet.

I motsetning til effektive variable ledd, som skal utformes slik at de gir signaler om de kostnadene brukeren påfører nettet, skal effektive residuale ledd utformes slik at de ikke påvirker kapasitetsutnyttelsen i nettet. Men også faste ledd som er utformet nøytralt i forhold til kortsiktig tilpasning, påvirker produksjon og forbruk på lang sikt. Samtidig er det utviklingen i produksjon og forbruk som avgjør hva som er optimal utbygging av nettet. I prinsippet bør residuale ledd derfor påvirke produksjon og forbruk på en måte som gir en optimal samlet utvikling av kraftsystemet.

Samfunnsøkonomisk effektiv utbygging av nettet fordrer at den samlede betalingsviljen for mer nett overstiger kostnadene ved å utvide nettkapasiteten. I prinsippet kunne man finansiere nettet gjennom differensiering av fastleddet i henhold til den enkelte brukers nytte av å bruke nettet, dvs. utformet som en slags ideell grunnrenteskatt. I teorien ville en slik inndriving av residuale kostnader ikke påvirke den enkelte brukers tilpasning verken på kort eller lang sikt. Men en slik teoretisk ideell fordeling kan være vanskelig å implementere i praksis. Det gjelder særlig for forbrukerne, siden konsumentoverskuddet ikke kan observeres direkte.

I praksis fordeles residuale tariffer til en viss grad på basis av den enkelte nettkundes bruk av nettet, dvs. med utgangspunkt i energibruk eller effektbelastning. En slik modell vrir aktørenes bruk av nettet (effektbelastning eller energiuttak eller -innmating), noe som innebærer et samfunnsøkonomisk tap. Dersom man ikke kan unngå å påvirke bruken av nettet, minimeres påvirkning på aktørenes tilpasning gjennom såkalt Ramsey-prising. Ved Ramsey-prising fordeles de residuale kostnadene knyttet til en tjeneste i henhold til hver brukers prissensitivitet. Jo høyere prissensitivitet en bruker har, jo lavere tariff bør brukeren tildeles og vice versa. Årsaken er at en slik kostnadsfordeling virker minst vridende på samlet bruk av og investeringer i nettet.

I tillegg til at tariffens størrelse bør settes i henhold til prissensitivitet (Ramsey-prising) bør også tariffstrukturen utformes for å minimere vridningseffektene. I kraftnettet vil særlig skillet mellom energitariffing og effekttariffing kunne ha betydelig vridningseffekter.

Hovedprinsippet for effektive fastledd er med andre ord at de ikke påvirker kortsiktig kapasitetsutnyttelse, samtidig som effektivitetstapet knyttet til langsiktig utbygging av produksjon, forbruk og nett minimeres.

2.2 Optimal fordeling av residuale kostnader

Hovedspørsmålet for denne rapporten er hvordan de residuale kostnadene bør fordeles mellom produsenter og forbrukere i det norske nettet, eller mer presist, om fordelingen har betydning for effektivitetstapet knyttet til residuale ledd. Med utgangspunkt i det ovenstående kunne man forledes

¹ UKT står for utkoblbar tariff og innebærer at kunder (forbrukere) som er villige til å bli koblet ut på kort varsel, betaler et lavere fastledd enn andre nettkunder.

til å konkludere med at tariffen bør legges på den gruppen som har minst elastisk etterspørsel, dvs. hvis bruk av nettet påvirkes minst av en residual tariff. Ramsey-regelen gjelder imidlertid først og fremst for fordelingen av residuale kostnader mellom ulike produsenter eller mellom ulike forbrukere. Når det gjelder fordelingen mellom produsenter og forbrukere, er også prinsippet at fordelingen skal gi minst mulig samlet effektivitetstap, men det kommer an på hvordan tariffen påvirker markedsprisene for kraft og dermed den langsiktige utviklingen av produksjon og forbruk, dvs. prisoverveltningen.

Hvem som egentlig betaler de residuale kostnadene i nettet, kommer an på tilbuds- og etterspørselselastisiteten i markedet, og ikke hvem tariffen kreves inn fra. I prinsippet er fordelingen mellom produsenter og forbrukere «helt uavhengig av hvorvidt tariffen innkreves fra kjøperne eller selgerne (av kraft)» (von der Fehr, 2017). Vi illustrerer dette ved hjelp av en enkel markedskrystfigur. Vi ser først på tilpasningen uten handel, før vi ser på hva handel med andre land har å si for resultatet.

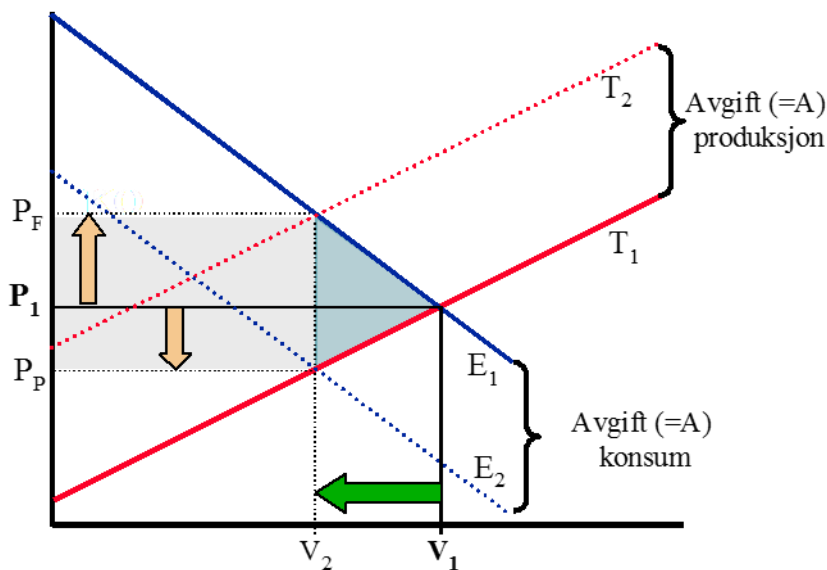
2.2.1 Lukket økonomi

Figur 1 viser forskjellen mellom hvem tariffen innkreves fra og hvem som egentlig betaler den når vi tar hensyn til den langsiktige markedstilpasningen. Tilbudskurven reflekterer kostnaden ved å bygge ut ny produksjonskapasitet og etterspørselskurven forbrukernes betalingsvilje for strøm på lang sikt. Vi antar at både tilbudet og etterspørselen er elastiske på lang sikt, dvs. at både produsenter og forbrukere endrer sine beslutninger når den prisen de stilles overfor, endres. Vi sammenligner konsekvensene av at residuale kostnader kreves inn gjennom en innmatingstariff som legges på produsentene eller gjennom en uttakstariff som legges på forbrukerne.

1. Produsentene betaler residuale kostnader (innmatingstariff)

Tilbudskurven uten tariff er T_1 og tilbudskurven med tariff (A) er T_2 . For produsenten innebærer tariffen en økt kostnad for ny kapasitet (målt i årsproduksjon), og dette reflekteres i den prisen han krever for å være villig til å investere i ny kapasitet. Etterspørselen er E_1 , og reflekterer forbrukernes marginale betalingsvilje for økt årsforbruk. Uten fastledd i nettatariffen vil det bli omsatt til sammen V_1 kWh/år i markedet til prisen P_1 . Med den nye tilbudskurven, må produsentene nå ha P_1+A for å dekke de marginale kostnadene ved å produsere V_1 , men det er ikke forbrukerne villige til å betale. Siden de kjøper mindre volum enn før, reduseres prisen inkludert tariffen til markedet finner en ny likevekt til prisen P_F . Det omsatte årsvolumet er redusert til V_2 , netto produsentpris (eksklusive avgiften) er redusert til P_P og forbrukerprisen er økt til P_F . Så selv om tariffen kreves inn fra produsentene, bærer forbrukerne en del av skattebyrden, tilsvarende (P_F-P_1) .

Figur 1: Overveltning av økt tariff



2. Forbrukerne betaler residuale kostnader (uttakstariff)

I et lukket system blir den faktiske kostnadsfordelingen nøyaktig den samme dersom tilsvarende avgift legges på forbrukerne. Siden forbrukerne stilles overfor en kostnad som er høyere enn markedsprisen (A), vil de etterspørre mindre strøm. Etterspørselskurven skifter nedover fra E_1 til E_2 . Ny markedspris blir P_P , mens forbrukerne betaler ($P_P + A = P_F$). Tariffen kreves inn fra forbrukerne, men produsentene betaler en andel tilsvarende prisreduksjonen, dvs. $P_1 - P_P$. Forbrukernes kostnad øker bare med ($P_F - P_1 < A$) siden markedsprisen reduseres fra P_1 til P_P .

Hvem som i siste instans bærer byrden ved tariffen, kommer altså ikke an på hvem tariffen innkreves fra, men på hvordan tariffen påvirker markedsprisen på lang sikt. Den endelige fordelingen av den faktiske tariffbyrden avgjøres av helningen på tilbuds- og etterspørselskurvene. *I dette tilfellet er det likegyldig for både effektivitetstapet og byrdefordelingen om tariffen innkreves fra forbrukerne eller fra produsentene.*

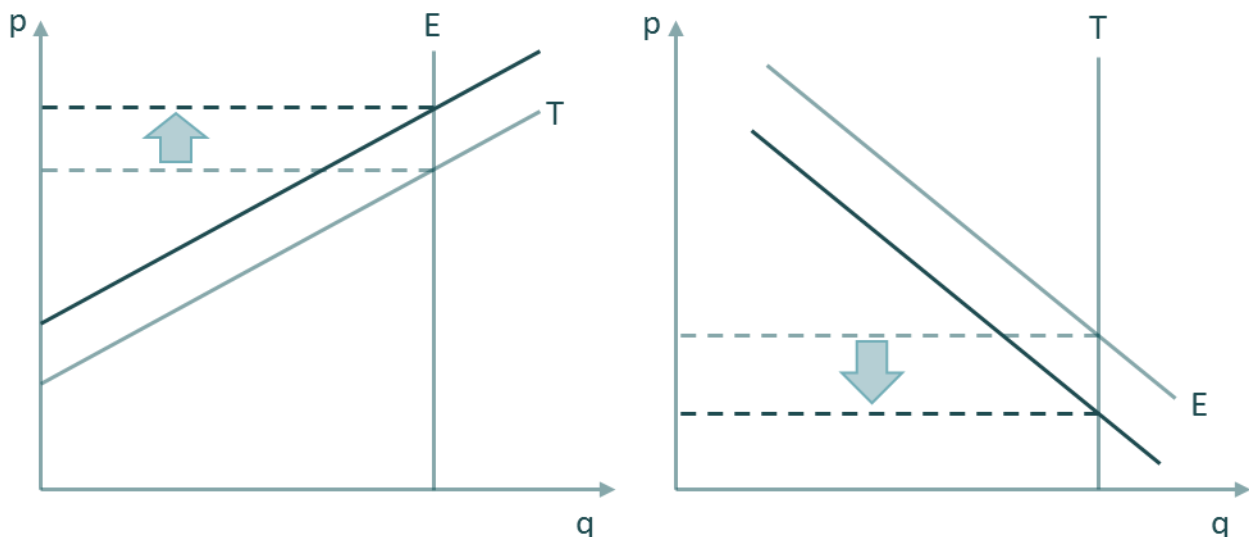
Vi legger imidlertid merke til at *markedsprisen* blir forskjellig i de to tilfellene: Når tariffen legges på forbruk, øker markedsprisen til P_F , mens markedsprisen reduseres til P_P når tariffen legges på produksjon. Det har betydning når vi utvider modellen til å ta hensyn til handel.

Det grå feltet i figuren tilsvarer *tariffinntekten*, mens den lyseblå trekanten er det samfunnsøkonomiske *effektivitetstapet* som skyldes at det drives en skattekle inn mellom forbruk og produksjon. På marginen er produktet (kraftforbruket) verdt mer for forbrukeren enn hva det koster å produsere det.

Utfordringen er å kreve inn tilstrekkelig tariffinntekt samtidig som effektivitetstapet minimeres.

Fordelingen av tariffbyrden avhenger av helningen på tilbuds- og etterspørselskurvene og ikke av hvem tariffen kreves inn fra. Figur 2 illustrerer to ytterligheter med henholdsvis perfekt uelastisk forbruk og perfekt uelastisk tilbud. At tilbud og etterspørsel er perfekt uelastisk, betyr at de ikke tilpasser volumet selv om prisen endres. Investeringer i produksjonskapasitet kan f.eks. være uavhengig av markedsprisen dersom de styres av støtteordninger. Forbruket kan være uavhengig av markedsprisen dersom det ikke finnes gode alternativer eller muligheter for strømsparing.

Figur 2: Overveltning når tilbud (høyre) eller etterspørsel (venstre) er uelastisk



I grafen til venstre er det etterspørselen som er uelastisk. Det finnes ikke alternativer til det aktuelle produktet, og forbrukerne betaler det det koster. Hvis prisen går opp bruker de like mye strøm, men får mindre å rutte med til andre varer. I dette tilfellet veltes hele avgiftsøkningen over i prisen til forbrukerne og produsentenes inntekter påvirkes ikke selv om tariffen legges på produsentene.

I grafen til høyre i Figur 2 er det tilbudet som er uelastisk. Da er det produsentene som investerer uansett pris. Da er det produsentene som i sin helhet bærer avgiftsøkningen. Siden etterspørselen er elastisk, må produsentene redusere sine priser tilsvarende avgiftsøkningen for å få solgt hele produksjonsvolumet. Dersom tilbud eller etterspørsel er uelastisk, gir ikke tarifferingen noe effektivitetstap, bare en fordelingseffekt.

På lang sikt er både tilbud og etterspørsel elastisk, dvs. at kostnader og prisutvikling påvirker investeringer både på tilbuds- og etterspørselssiden, jf. Figur 1.

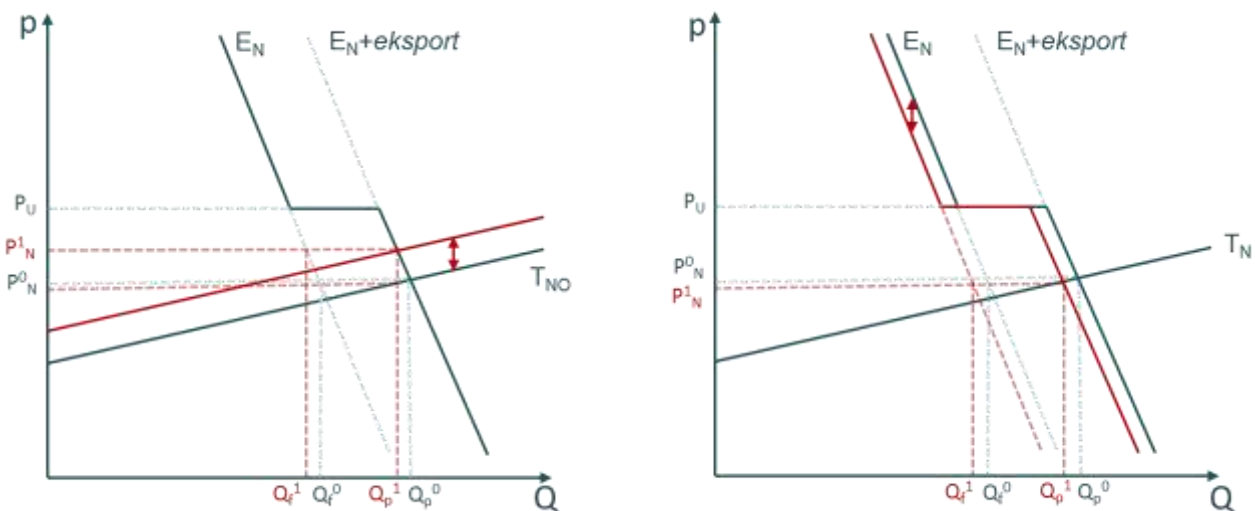
2.2.2 Åpen økonomi

I prosjektet er vi interessert i effektivitetstapet av et residualløst tariffledd på norske produsenter eller forbrukere når vi tar hensyn til at Norge har sterke utvekslingsforbindelser med andre land. Effektivitetstapet er avhengig av helningen på tilbuds- og etterspørselskurvene i Norge, og av hvor elastisk importen eller eksporten er. I et integrert marked rammer en norsk tariff bare forbruk og/eller produksjon i det norske nettområdet.

Full eksport

Norge har betydelig overføringskapasitet til andre land, og vi forventer et betydelig kraftoverskudd i årene som kommer. En slik situasjon er illustrert i Figur 3. For enkelthets skyld antar vi først at eksportkapasiteten utnyttes fullt ut.

Figur 3: Langsiktige virkninger av residualledd lagt på produksjon (til venstre) og forbruk (til høyre) – Norge har en betydelig positiv kraftbalanse



Figur 3 viser de langsiktige markedsvirkningene av å legge residuale tariffledd på henholdsvis produksjon (til venstre) og forbruk (til høyre) hvis vi antar at Norge har en positiv kraftbalanse i overskuelig framtid. For enkelthets skyld antar vi i første omgang at overføringskapasiteten utnyttes fullt ut til eksport fra Norge, og at prisnivået i utlandet, P_U , er høyere enn i Norge. Prisnivå i Norge før det ilegges residuale tariffledd (P_N^0) er markert ved den horisontale, stiplede, blå linja. Etterspørselen i Norge er lik E_{NO} , og prisen i utlandet er P_U . Så lenge $P_N < P_U$, står norske produsenter overfor etterspørselen $E_{NO+eksport}$. Eksportetterspørselen er perfekt elastisk, men begrenset av overføringskapasiteten.

Slik figurene er tegnet, er tilbudet i Norge mer elastisk enn etterspørselen. De prinsipielle resultatene endrer seg imidlertid ikke om helningen endres, selv om fordelingen (overveltningen) endres.

Igjen antar vi at det residuale inntektsbehovet i Norge øker, og sammenligner konsekvensene av å øke fastleddet for innmating og for uttak. Vi antar også at innmatingstariffene i utlandet er optimale og ikke endres.

1. Produsentene betaler residuale kostnader (innmatingstariff)

Dersom residuale kostnader dekkes gjennom en innmatingstariff, øker den langsiktige marginalkostnaden tilsvarende tariffkostnaden. Tariffen er markert ved den røde pila i figuren. Ny tilbudskurve er markert ved den røde linja. Høyere langsiktig marginalkostnad medfører at markedsprisen øker. Ny markedspris i Norge blir P^1_N , mens nettoprisen (kraftpris minus nettkostnad) til produsentene blir litt lavere enn før (den nederste horisontale, stiplede, røde linja) fordi forbruket i Norge reduseres litt pga. høyere kostnad. Siden etterspørselen i Norge er relativt uelastisk slik kurvene er tegnet, overveltes mesteparten av tariffkostnaden på konsumentene. Så lenge tariffkostnaden ikke er for høy, påvirkes ikke handelsvolumet, og dermed ikke prisen i utlandet. Effektivitetstapet skyldes at det investeres mindre i Norge enn uten denne kostnadsøkningen. En del av investeringene flyttes til utlandet.

2. Forbrukerne betaler residuale kostnader (uttakstariff)

Dersom residuale kostnader dekkes via en uttakstariff, reduseres forbrukernes netto betalingsvilje for kraft tilsvarende, og den innenlandske etterspørselskurven skifter nedover. Eksportetterspørselen er den samme fordi utenlandske forbrukere ikke får økt nettstariff. Med samme tariffsats per enhet (kWh) som for innmatingstariffen blir byrdefordelingen den samme og forbrukerne betaler brorparten av tariffen.

Siden forbruket i Norge, Q_r^1 , er mindre enn produksjonen, Q_p^1 , blir ikke den samlede tariffinntekten den samme i de to tilfellene når vi forutsetter samme sats. Tariffgrunlaget blir mindre dersom tariffen legges på forbrukerne. Hvis det residuale inntektsbehovet er det samme i de to tilfellene, betyr det at en uttakstariff må være høyere enn en innmatingstariff pr. kWh for å dekke de residuale kostnadene. En uttakstariff innebærer i så fall en større skattekle og et større effektivitetstap enn en innmatingstariff.

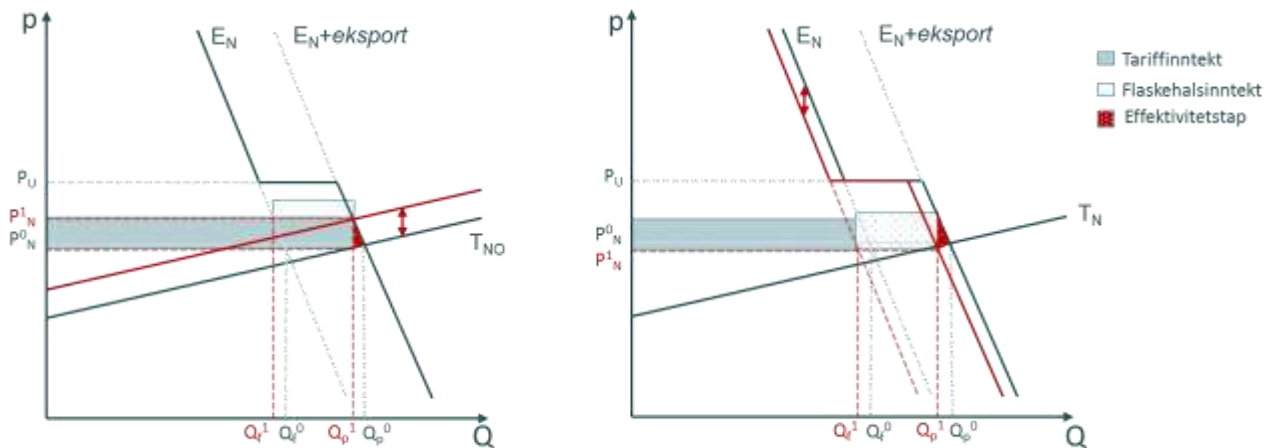
Endring i flaskehalsinntekt

Når markedsprisen endres, endres også flaskehalsinntekten, som vist i Figur 4. I figuren har vi tegnet inn en høyere forbrukstariff, slik at tariffinntekten er den samme i begge panelene. Flaskehalsinntekten er lik differansen mellom markedsprisen i utlandet (P_U) og markedsprisen i Norge (P^1_N). Vi antar at halvparten av flaskehalsinntekten tilfaller Norge.

I panelet til venstre er markedsprisen i Norge P^0_N før innmatingstariffen innføres og P^1_N etterpå. Det innebærer at flaskehalsinntekten reduseres, siden prisforskjellen mellom Norge og utlandet blir mindre. Men samlet tariffinntekt for eksportvolumet øker (tariffinntekt pluss flaskehalsinntekt). Dersom residualkostnaden betales av forbrukerne, reduseres markedsprisen i Norge (P^1_N i panelet til høyre). I dette tilfellet øker flaskehalsinntekten fordi forskjellen mellom markedspris i utlandet og markedsprisen i Norge øker. Siden flaskehalsinntekten inngår i tariffgrunlaget, motvirker dette til en viss grad behovet for en høyere tariff når den legges på forbruk, men den vil ikke kunne oppveie inntektsdifferansen fullt ut.

Når vi har full eksport til utlandet, er det ikke likegyldig for effektivitetstapet om tariffen legges på forbruk eller produksjon. Effektivitetstapet blir høyere når tariffen legges på forbrukerne fordi innenlandsk forbruk er mindre enn innenlandsk produksjon. Byrdefordelingen mellom produsenter og forbrukere bestemmes av hvor elastisk produksjon og forbruk er. Produsentoverskuddet blir også mindre med uttakstariff enn med innmatingstariff.

Figur 4: Endring i flaskehalsinntekt ved innføring av residuall tariffledd på produksjon (til venstre) og forbruk (til høyre)

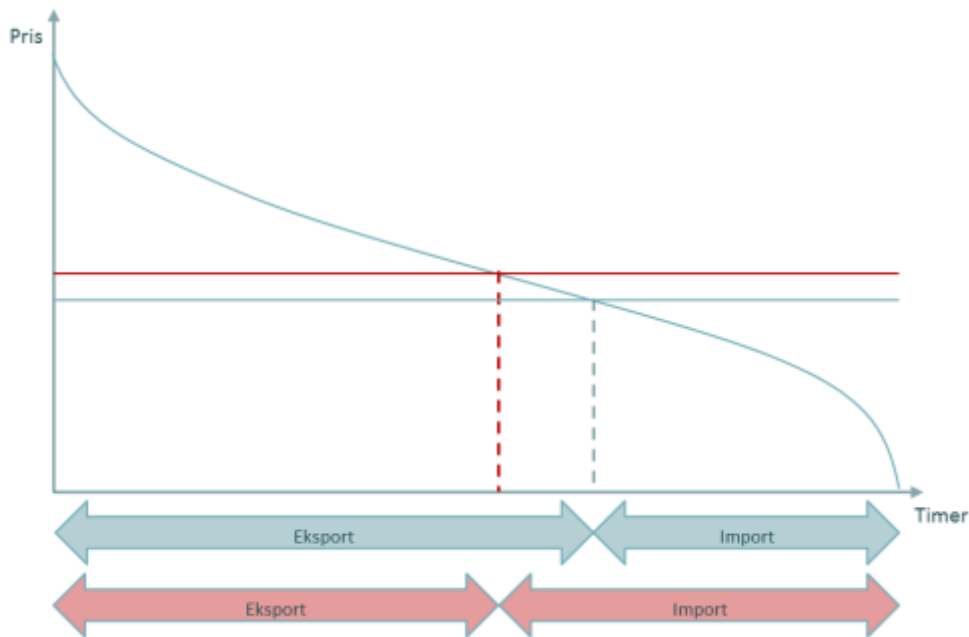


Elastisk eksporttettersspørsmål

Selv om Norge (og Norden) trolig vil ha en positiv kraftbalanse i årene som kommer, vil det ikke være (full) eksport i alle timer. Det kommer av at prisene varierer fra time til time og at prisvariasjonen er ulik i Norge og i utlandet. Dette er illustrert ved hjelp av varighetskurver for prisen i Figur 5. Varighetskurven for handelspartneren viser alle timepriser gjennom et år sortert fra den høyeste til den laveste, og er vist ved kurven som faller fra venstre mot høyre i figuren. Prisene i Norge er relativt flate pga. fleksibiliteten i vannkraften. Varighetskurven for Norge er dessuten ikke perfekt korrelert med prisene ute, så for enkelhets skyld er den tegnet som en horisontal linje i figuren. I timer hvor prisen er lavere i Norge enn i utlandet, har vi eksport, mens vi har import i timer hvor prisen i utlandet er lavere enn i Norge. Siden den norske kraftbalansen er positiv, må vi ha eksport i flere timer enn vi har import.

I utgangspunktet antar vi at varighetskurven i utlandet er gitt på lang sikt. Uten innmatingstariff får vi en utvikling av produksjonskapasiteten (årsproduksjonen) i Norge som gir netto eksport. Da må vi ha flere timer med eksport enn med import, som vist i figuren (de blå pilene). Med innmatingstariff øker kostnadene for produsenter i Norge, marginale prosjekter skrinlegges eller skyves ut i tid, og vi får et mindre kraftoverskudd. Det gir færre timer med eksport og flere timer med import (de røde pilene i figuren), og høyere pris i Norge, illustrert ved skiftet fra den blå til den røde varighetskurven. Hvor stor pris- og handelseffektene blir, avhenger av størrelsen på innmatingstariffen og helningen på varighetskurven i utlandet i det relevante området, dvs. på de prisnivåene der handelen snur mellom eksport og import.

Figur 5: Varighetskurver for prisen i utlandet (kurve) vs. prisen i Norge (horisontale linjer) gjennom et år

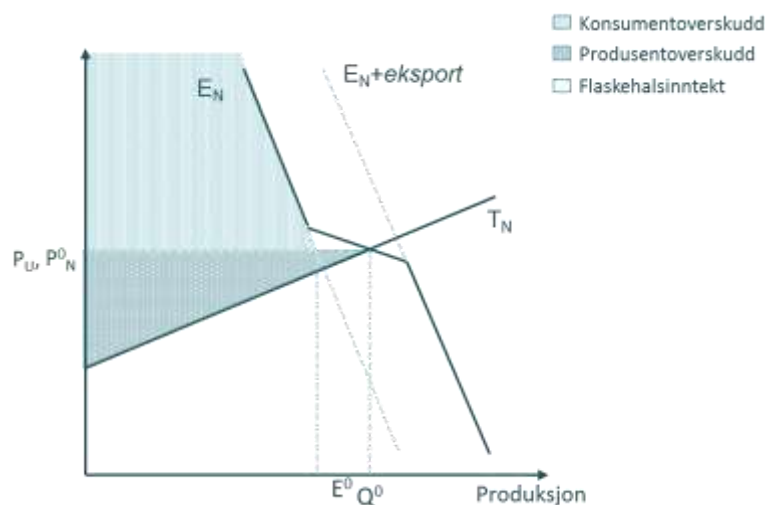


Flaskehalsinntekten som tilfaller Norge, er lik halvparten av summen av prisdifferansene time for time multiplisert med overføringskapasiteten. Når prisen øker pga. en innmatingstarriff, reduseres flaskehalsinntekten i timer med eksport, mens den øker i timer med import. Siden vi har flest timer med eksport, blir flaskehalsinntekten samlet sett redusert.

Effektivitetstap og byrdefordeling med elastisk eksportetterspørsel

I markeds kryssfiguren får vi ikke med flaskehalsinntektene uten full eksport, men effekten på de øvrige samfunnsøkonomiske elementene er illustrert i Figur 6, som viser en situasjon uten full utnyttelse av eksportkapasiteten. Her antar vi at eksportetterspørselen ikke er perfekt elastisk. Helningen på etterspørselen fra utlandet reflekterer kostnadene ved å dekke bortfallet av eksport med produksjon fra ny og/eller eksisterende kapasitet i utlandet, jf. den relevante delen av varighetskurven i Figur 5.

Figur 6: Tilpasning med elastisk eksportetterspørsel



I utgangspunktet er prisnivået i utlandet lik prisen i Norge. Norske produsenter tjener et produsentoverskudd lik det mørke prikkete trikket, og konsumentene har et konsumentoverskudd lik det lyse, spottete trikket (toppen mangler i figuren).

Figur 7 viser hvordan tilpasningen påvirkes dersom det innføres et (økt) fastledd for produksjon (innmating) og forbruk (uttak) med utgangspunkt i en situasjon som illustrert i Figur 6.

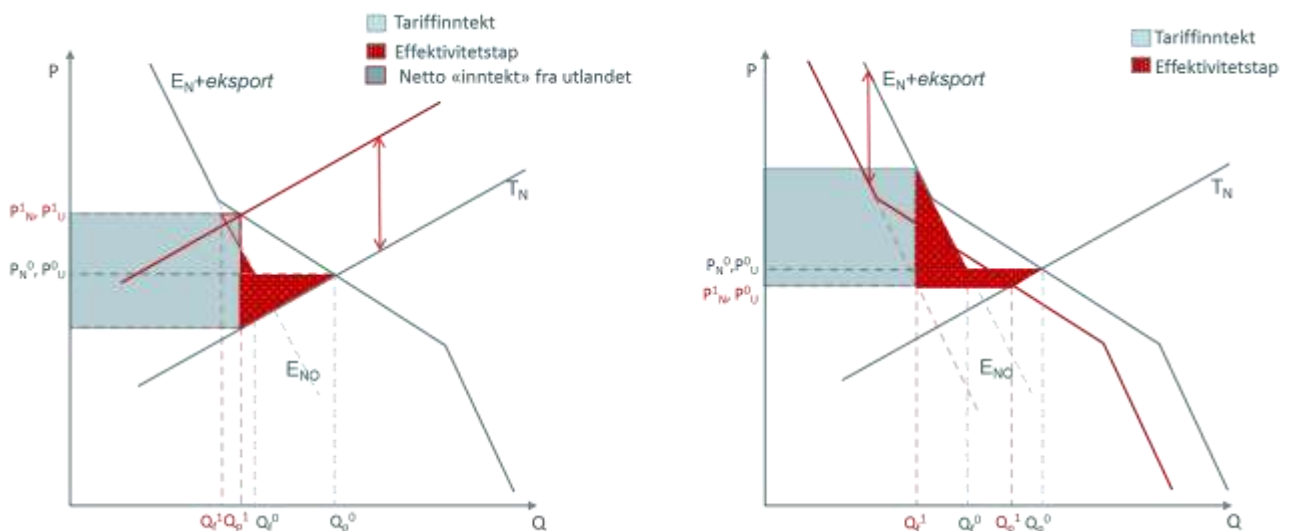
1. Produsentene betaler residuale kostnader (innmatingstariff)

I grafen til venstre legges den residuale tariffen på produksjon. Tilbudskurven, T_N , skifter oppover, investeringene reduseres fra Q_p^0 til Q_p^1 , og markedsprisen blir høyere (P_N^1). Eksporten reduseres (både produksjon og innenlandsk forbruk reduseres, men produksjonen reduseres mer enn forbruket). Tariffinntekten er lik det blå rektanget og effektivitetstapet er lik den røde trekanten. Produsentene taper fordi nettoprisen blir lavere (markedsinntekt minus tariff) og fordi de produserer mindre, og konsumentene taper fordi prisnivået blir høyere og de konsumerer mindre (braker dyrere alternativer eller gjennomfører dyrere energieffektiviseringstiltak). Utenlandske forbrukere betaler en del av tariffen gjennom overveltningen i markedsprisen, tilsvarende differansen mellom P_N^1 og P_N^0 per eksportert enhet. Overveltningen på utenlandske forbrukere gir en netto samfunnsøkonomisk gevinst, tilsvarende trekanten i det øverste høyre hjørnet av tariffinntekten. Resten av tariffinntekten som overveltes på utenlandske forbrukere dekker tapt konsumentoverskudd og produsentoverskudd.

2. Forbrukerne betaler residuale kostnader (uttakstariff)

I grafen til høyre legges den residuale tariffen på forbrukerne med samme sats som innmatingstariffen over. Siden forbrukernes samlede kostnad øker, skifter innenlandsk betalingsvilje for kraft nedover. Markedsprisen i Norge reduseres til P_N^1 , og innenlandsk årsproduksjonen reduseres fra Q_p^0 til Q_p^1 . Eksporten øker imidlertid fordi innenlandsk forbruk reduseres mer enn produksjonen. Slik tilbud og etterspørsel er tegnet, blir effektivitetstapet, vist ved det røde arealet i figuren, i dette tilfellet større med en uttakstariff enn med en innmatingstariff. En del av det samfunnsøkonomiske overskuddet overføres til utenlandske forbrukere fordi eksporten blir billigere og øker. (Den norske varighetskurven skifter nedover og eksporten øker, jf. Figur 5. I dette tilfellet øker imidlertid flaskehalsinntekten fordi vi har flest timer med eksport.) I tillegg kommer at tariffen må settes høyere om den legges på forbruk for å dekke det samme residuale inntektsbehovet. Dermed øker effektivitetstapet knyttet til uttakstariffen ytterligere.

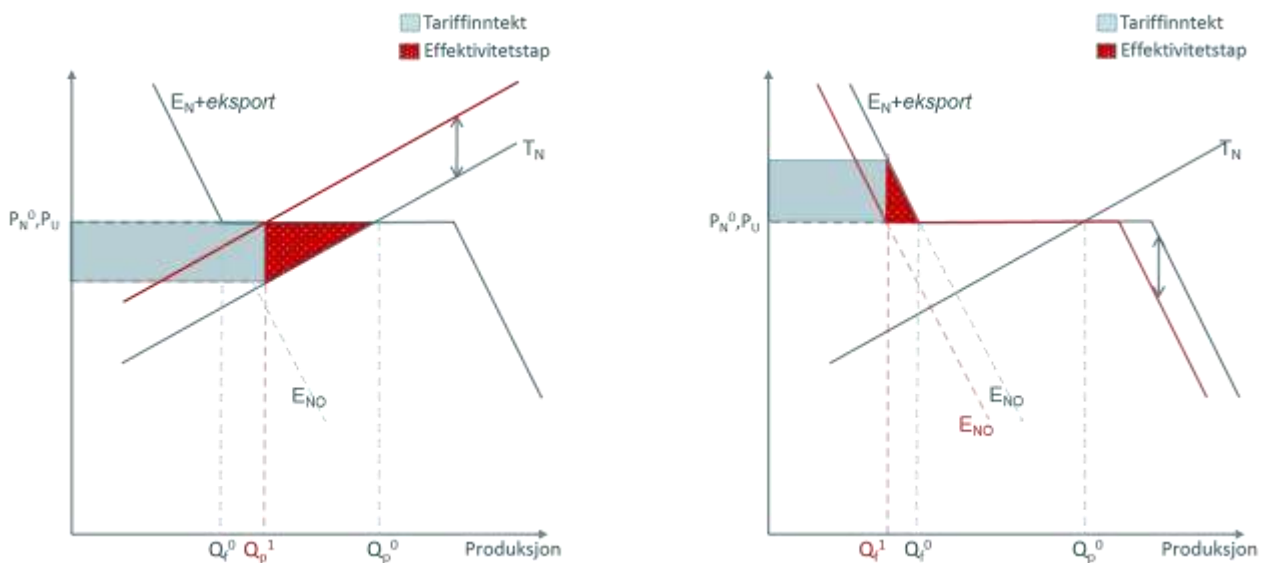
Figur 7: Residual tariff ilagt produksjon (til venstre) og forbruk (til høyre) med elastisk eksportetterspørsel



Perfekt elastisk eksportetterspørsel

Størrelsen på effektivitetstapene og de ulike elementene avhenger av formen på kurvene. Hvis vi antar at etterspørselen i utlandet er fullstendig elastisk, dvs. at prisen i utlandet ikke påvirkes av norsk eksport, blir resultatet som illustrert i Figur 8. Da er det produsentene som bærer hele byrden hvis tariffen legges på innmating. På langt sikt medfører det at det bygges ut mindre kapasitet i Norge og at eksporten reduseres (panelet til venstre). Dersom tariffen legges på uttak, er det forbrukerne som bærer hele byrden. Innenlandsk etterspørsel reduseres og eksporten øker (panelet til høyre). I begge tilfeller oppstår et effektivitetstap. Størrelsen på effektivitetstapet avhenger av helningen på innenlandsk etterspørsels- og tilbudskurvene. I tillegg må tariffen – siden vi har netto eksport – settes høyere hvis den innkreves fra forbrukerne.

Figur 8: Residual tariff ilagt produksjon (venstre) og forbruk (høyre) med perfekt elastisk eksportetterspørsel



Elastisitetene på tilbuds- og etterspørselssiden er et empirisk spørsmål. Det som imidlertid er klart, er at når vi handler med andre land, gjelder ikke resultatet om at det er likegyldig hvem de residuale kostnadene kreves inn fra, verken for fordelingen av tariffbyrden eller for det samfunnsøkonomiske tapet. I figuren over ser vi at forbrukerne bærer en større del av byrden når tariffen innkreves fra dem. Tilsvarende bærer produsentene en større del av byrden når de betaler tariffen. Forskjellen skyldes at når vi handler, omfatter ikke tariffen all produksjon eller alt forbruk, og vi deler tariffregningen og effektivitetstapet med handelspartnerne på forskjellige måter avhengig av hvordan vi krever inn de residuale kostnadene.

2.2.3 Konklusjoner

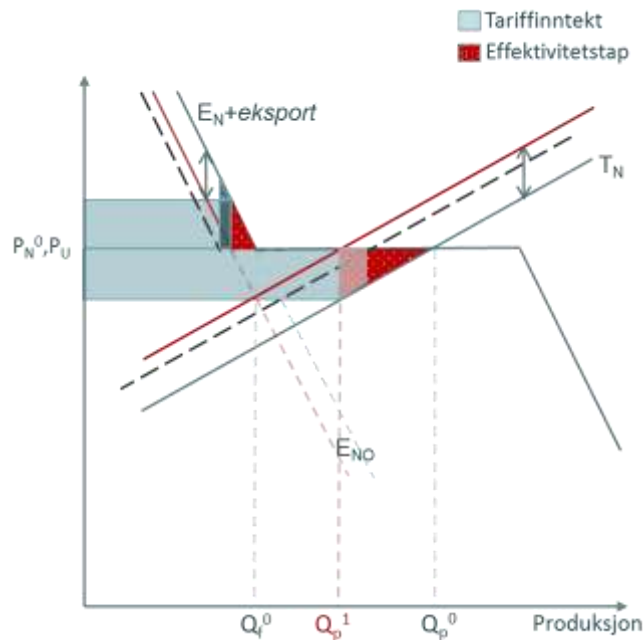
Av analysen over kan vi avlede følgende generelle resultat:

- Innkreving av residuale kostnader vil gi langsiktige effektivitetstap dersom det ikke er mulig å utforme ikke-vridende tariffen for forbrukere eller produsenter
- I en åpen økonomi er det ikke likegyldig for størrelsen på effektivitetstapet om residuale ledd innkreves fra forbrukerne eller produsentene
- Det marginale effektivitetstapet for både produsenter og forbrukere (reduksjon i produsent- og konsumentoverskudd) øker med størrelsen på fastleddet

- Minimering av det samlede samfunnsøkonomiske effektivitetstapet innebærer at residuale kostnader fordeles slik at det marginale effektivitetstapet blir det samme for produksjon og forbruk
- Det innebærer at satsene for forbruk og produksjon bør settes slik at de gir samme marginale effektivitetstap

Vi illustrerer mekanismen med utgangspunkt i situasjonen med perfekt elastisk eksportetterspørsel (Figur 8) i Figur 9.

Figur 9: Marginale effektivitetstap ved endringer i fordeling av residuale ledd mellom produksjon og forbruk ved perfekt elastisk eksportetterspørsel

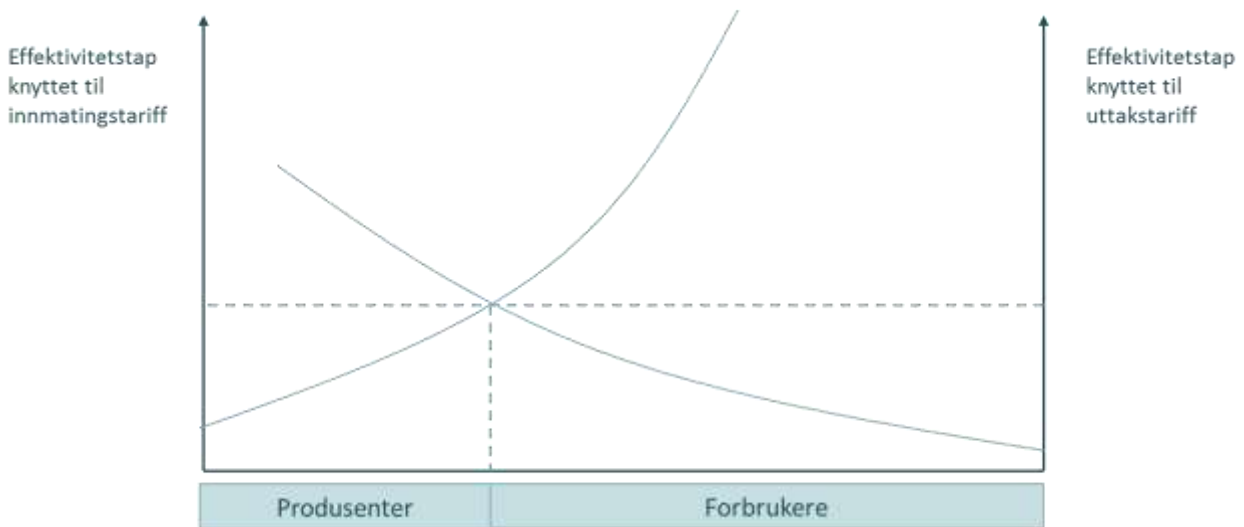


Vi starter med en situasjon der både forbruk og produksjon har faste ledd med omtrent samme sats i sine tariffen. Slik kurvene i figuren er tegnet, er både forbruk og produksjon i Norge elastisk på lang sikt, men forbruket er noe mindre elastisk enn produksjonen (brattere helning). Siden forbruket er mindre enn produksjonen, betaler forbrukerne en mindre andel av de samlede residuale kostnadene enn produsentene. (For enkelthets skyld har vi tegnet eksportelastisiteten perfekt elastisk, så har blir det ingen overveltningseffekter.)

For å vurdere om en annen fordeling (andre satser) av residuale kostnader vil redusere effektivitetstapet, analyserer vi hvordan samlet effektivitetstap endres hvis vi reduserer innmatingstariffen og øker uttakstariffen tilsvarende. Dette er illustrert ved skiftene i tilbuds- og etterspørselskurvene representert ved de mørke stiplede linjene i Figur 9. Siden tilbudet er mer elastisk enn forbruket, øker produsert volum mer enn forbrukt volum reduseres. Det lyse trapeset representerer gevinsten i form av økt produsentoverskudd, mens det mørke trapeset representerer effektivitetstapet knyttet til redusert forbruk. Slik figuren er tegnet, vil økt uttakstariff og redusert innmatingstariff gi et mindre samlet effektivitetstap. Det må også tas hensyn til at det residuale inntektsbehovet må dekkes. Siden tariffgrunnlaget her er mindre når fastleddet legges på forbrukerne, må satsen også økes noe mer, noe som øker effektivitetstapet knytte til uttakstariffen. Det er ikke tegnet inn i figuren.

Reduserer vi innmatingstariffen ytterligere, blir gevinsten i form av økt produsentoverskudd mindre, mens kostnaden i form av redusert konsumentoverskudd øker når uttakstariffen øker. I prinsippet finnes det derfor en optimal fordeling av residuale ledd som minimerer det samlede effektivitetstapet. Dette er illustrert i Figur 10.

Figur 10: Teoretisk optimal fordeling av residuale kostnader mellom faste ledd for produsenter og forbrukere



Hvordan fordelingen av residuale kostnader skal være i praksis, er et empirisk spørsmål, men med utgangspunkt i den prinsipielle analysen kan vi avlede noen kvalitative resonneringer om hvilke forhold som trekker i retning av endring i fordelingen.

- Effektivitetstapet er ikke uavhengig av hvem de residuale kostnadene kreves inn fra, men avhenger av *relative elastisiteter*.
 - Redusert innmatingstariff: Effektivitetstapet øker dersom tilbudskurven i utlandet blir mer elastisk. Det innebærer at en liten kostnadsøkning for norsk produksjon skifter investeringer og produksjon til andre land og markeder, og markedsprisen i Norge påvirkes lite. Tilsvarende øker effektivitetstapet hvis den norske tilbudskurven blir mer elastisk, slik at en kostnadsøkning gjør større deler av norske investeringer ulønnsomme.
 - Redusert uttakstariff: Effektivitetstapet øker dersom det innenlandske forbruket blir mer elastisk. Da reduseres forbruket mer pga. en kostnadsøkning. Dersom eksportetterspørselen blir mindre elastisk øker også effektivitetstapet ved en uttakstariff fordi prisen i det norske markedet blir større. Uttakstariffen gir lavere pris i Norge, noe som gir økt eksport. Dersom eksportetterspørselen er uelastisk, betyr det at prisen må bli desto lavere for å øke eksportvolumet tilstrekkelig.
- Eksportoverskuddet har betydning for effektivitetstapet: Når vi har eksport, er tariffgrunnlaget for en innmatingstariff større enn tariffgrunnlaget for en uttakstariff; produksjonen er større enn forbruket. Dersom residuale kostnader skal kreves inn fra forbrukerne, må satsen settes høyere enn dersom produsentene betaler alt. Jo høyere sats, desto større effektivitetstap. Jo større eksportoverskuddet er, desto større blir forskjellen mellom satsene. Dermed må det tas hensyn til at en reduksjon i innmatingstariffen må erstattes av en høyere økning i uttakstariffen dersom det samme residuale inntektsbehovet skal dekkes.

Hvis residuale kostnader kreves inn utelukkende fra en gruppe, dvs. enten fra forbrukerne eller fra produsentene, vil denne aktørgruppen bære den største delen av byrden. Det skyldes at når vi handler, er ikke tariffgrunnlaget det samme for produksjon og forbruk. Fastledd på forbrukerne reduserer etterspørselen i Norge, men produksjonen reduseres ikke like mye som forbruket fordi eksporten kan øke. Forbrukerne kan derfor i begrenset grad velte kostnaden over på produsentene. Fastledd på produksjon øker kostnadene for norsk produksjon som konkurrerer med produksjon i andre land, som ikke får en tilsvarende kostnadsøkning. Produsentene kan derfor også i begrenset grad velte kostnaden over i markedet.

Det er også viktig å ha i mente at resultatet avhenger av balansen mellom eksport og import. I følge von der Fehr (2017) vrir en tariff på innmating bytteforholdet i favør av eksport, og noe av tariffen overveltes på dem vi eksporterer kraft til. «Rent bortsett fra at det er nettopp slike «beggjar-ty-neighbor»-strategier som den europeiske harmoniseringspolitikken er ment å forhindre, vil det man vinner når man eksporterer, motsvares av tap når man importerer.». Det siste skyldes at importen også blir dyrere når prisen i Norge/Norden drives opp. «Det er bare så lenge man er i en systematisk eksportsituasjon at nettatariffer på produksjonssiden kan tenkes å gi en netto handelsgevinst.» Som nevnt er det mest sannsynlig at Norge vil ha eksportoverskudd i overskuelig framtid, slik at det i praksis er denne situasjonen som er mest relevant.

I analysen over har vi antatt at nettariifene i andre land er optimalt utformet. Som nevnt i innledningen, er det imidlertid betydelige forskjeller i utformingen av G-tariffer, og om det ilegges G-tariffer i det hele tatt. Disse forskjellene har betydning for lokalisering av produksjon mellom land i et integrert kraftmarked, og for utbyggingen av nettkapasiteten. Vi drøfter betydningen av manglende harmonisering av (prinsippene for) innkreving av residuale kostnader i neste avsnitt.

2.3 Betydning av manglende harmonisering i et integrert marked

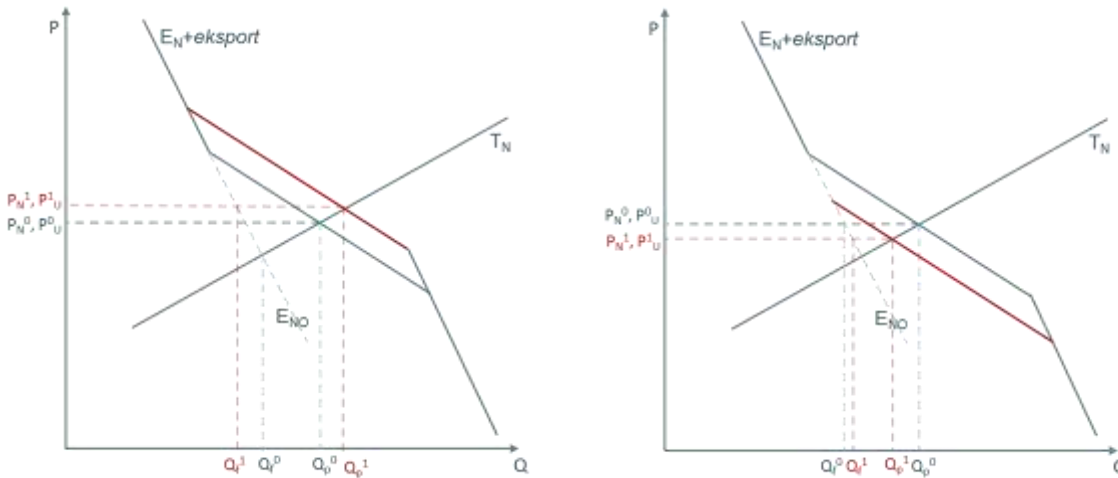
I et integrert kraftmarked påvirker tariffene lokalisering av produksjon mellom land. Alt annet like vil forskjellige tariffnivåer i forskjellige land gi ineffektivitet. Hvis tariffene er harmoniserte, dvs. kan legges på alle produsenter (eller forbrukere) i det integrerte markedsområdet, får vi overveltning som illustrert i Figur 1, og ingen ekstra effektivitetstap knyttet til ulike rammebetingelser i ulike land.

Men hvordan bør norske nettatariffer utformes dersom tariffene i andre land er utformet slik at de vrir investeringene mellom land? Hvis handelspartnerne våre har innmatingstariffer som er satt for lave, flyttes marginale investeringer fra Norge til andre land, og hvis innmatingstariffene er satt for høyt, flyttes marginale investeringer fra andre land til Norge. Begge deler påvirker trolig både kraftprisen og nettkostnadene i Norge.

Et høyere eller lavere fastledd for innmating i Norge kan skifte investeringer inn og ut av Norge uten at det er begrunnet ut fra lavere samlede lønnsomhet (nettkostnad pluss produksjonskostnad i forhold til områdepris). Hvis nettkostnadene ikke er optimale i andre land, kan det være et argument for å øke eller redusere innmatingstariffen i Norge for å unngå eller redusere effektivitetstap knyttet til ineffektiv lokalisering av produksjon mellom Norge og handelspartnerne.

På samme måte som en innmatingstariff påvirker langsiktig tilbudskurve i Norge, vil innmatingstariffer i utlandet påvirke eksporttetterspørselen. Det er illustrert i Figur 11. Her tenker vi oss at innmatingstariffen hos handelspartnerne er effektiv i utgangspunktet. Figuren til venstre illustrerer markedsvirkning dersom innmatingstariffen er høyere enn det optimale nivået, mens figuren til høyre illustrerer markedsvirkningen dersom innmatingstariffen er for lav.

Figur 11: Markedsvirkninger av for høy innmatingstariff (til venstre) eller for lav innmatingstariff (til høyre) i utlandet.



1. For høy innmatingstariff i utlandet

Når innmatingstariffen blir høyere, øker kostnadene ved å investere i ny kapasitet i utlandet. Prisnivået øker, og med det betalingsviljen for import (eksport fra Norge). Eksportetter-spørselskurven skifter oppover og prisnivået i Norge øker. Det innebærer at produksjonen i Norge øker fra Q_p^0 til Q_p^1 fordi prosjekter som var marginalt ulønnsomme nå blir lønnsomme. Samtidig reduseres forbruket i Norge fra Q_f^0 til Q_f^1 . Eksporten øker fra $Q_p^0 - Q_f^0$ til $Q_p^1 - Q_f^1$. Produsentoverskuddet øker og konsumentoverskuddet reduseres. Siden Norge har netto eksport, er nettoeffekten på summen av konsument- og produsentoverskudd positiv.

I dette tilfellet reduseres også tariffgrunnlaget for faste ledd dersom residuale kostnader betales av forbrukerne. Det tilsier at satsen må settes høyere, slik at forbruket reduseres og eksporten øker ytterligere. Økt innmatingstariff i Norge vil redusere konkurransefortrinnet til norske produsenter, slik at markedsvirkningen blir mindre. Samlet samfunnsøkonomisk effektivitet øker.

2. For lav innmatingstariff i utlandet

Når innmatingstariffen er for lav i utlandet, får vi motsatt effekt. Investeringskostnadene for prosjekter ute blir lavere, noe som reflekteres i lavere markedspriser og betalingsvilje for import. Det gir lavere priser i Norge, og marginalt lønnsomme norske prosjekter blir ulønnsomme; de erstattes av investeringer i utlandet. Produksjonen i Norge reduseres fra Q_p^0 til Q_p^1 . Forbruket øker fra Q_f^0 til Q_f^1 og eksporten reduseres. Konsumentoverskuddet øker og produsentoverskuddet reduseres. Siden Norge har netto eksport, er nettoeffekten på summen av konsumentoverskudd og produsentoverskudd negativ.

I dette tilfellet øker tariffgrunnlaget for faste ledd dersom residuale kostnader betales av forbrukerne, og satsen kan, alt annet like, reduseres, noe som i neste omgang stimulerer til litt høyere forbruk og noe høyere markedspris. Harmonisering med rammebetingelsene i utlandet innebærer lav (eller ingen) innmatingstariff her.

Endringer i produksjon og forbruk har trolig betydning for den langsiktige utbyggingen av nettet, og dermed for nettkostnadene og det residuale inntektsbehovet. Vi kommer tilbake til dette i kapittel 4.

Dagens fastledd for produksjon er delvis begrunnet i harmonisering med rammebetingelsene i Sverige. I Statnetts bakgrunnsnotat for fastsettelse av fastleddet for innmating for perioden 2014-2018 (Statnett, 2012)²² heter det at harmonisering kan være fornuftig dersom manglende tilpasning av norske tariffen gir et samfunnsøkonomisk tap. Høyere innmatingstariff i Sverige vil vri marginale

²² Prisstrategi 2014-2018. Bakgrunnsnotat: Fastleddet for innmating. September 2012.

investeringer fra Sverige til Norge. Argumentet ble forsterket med innføringen av et felles sertifikatmarked for ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige. Sertifikatmarkedet skulle stimulere til en effektiv utbygging av fornybar kraftproduksjon opp til et felles volummål, slik at de billigste ressursene ble bygd ut uavhengig av lokalisering i Norge eller Sverige. Ordningen innebærer med andre ord en eksplisitt og direkte konkurranse mellom norske og svenske prosjekter. Den (differensierte) innmatingstariffen i Sverige (se kapittel 3) innebærer en ekstra kostnad for marginale utbyggingsprosjekter i Sverige. Uten en tilpasning av innmatingstariffen på norsk side, der man hadde en lavere systemtariff for produksjon, var vurderingen at investeringene ville vris mot lokalisering i Norge, at dette ville gå ut over den samlede effektiviteten i sertifikatmarkedet og at det ville ha uheldige konsekvenser for nettkostnadene.

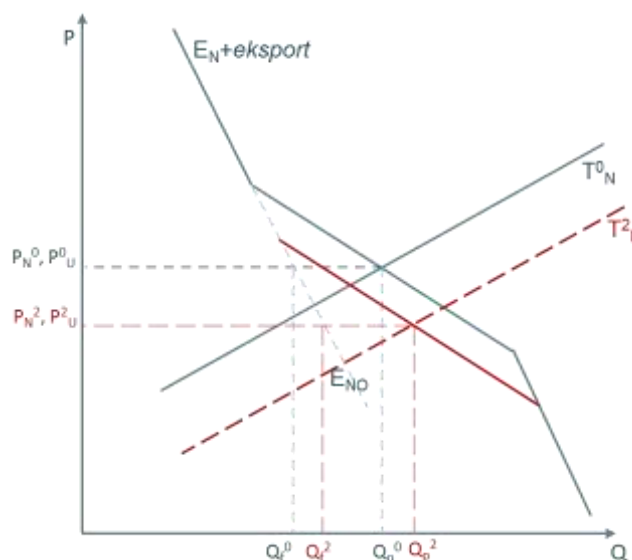
Ifølge Statnetts bakgrunnsnotat kan fastleddet i prinsippet også være et virkemiddel for å kompensere for skjevheter som kommer av ikke-optimale forskjeller i energileddet. Statnett kommer imidlertid fram til at forskjellene i energiledd kan slå begge veier, og i sum antagelig ikke gir vesentlige effektivitetstap (på lang sikt i hvert fall).

Konklusjonen fra Statnetts gjennomgang var at harmonisering av norske og svenske innmatingstariffer (økt fastledd for innmating i Norge) fører til at man unngår at ny produksjon lokaliserer seg der tariffen er lavest, og gir dermed en effektivitetsgevinst.

Det er også andre forhold som kan imidlertid innebære at det er attraktivt å bygge ut tilsynelatende ulønnsom produksjon i Norge. EUs fornybardirektiv legger opp til at fornybarproduksjonen i Europa skal øke, og at det skal åpnes opp for at medlemslandene kan få godskrevet produksjon som bygges ut i andre land. Det kan innebære at prosjekter i Norge blir lønnsomme på basis av støtteordninger i andre land. I markedskryssfiguren tilsvarer det at tilbudskurven flytter nedover, se Figur 12.

I figuren har vi lagt til grunn at det ikke er fastledd på innmating i utlandet, og at utlandet subsidierer investeringer i ny produksjonskapasitet i Norge. Den nye tilpasningen er markert med et 2-tall. Subsidiering av produksjon, enten den kommer fra Norge eller fra utlandet, skifter tilbudskurven nedover, til T_N^2 i figuren. Både produksjon og forbruk i Norge øker. Hvorvidt eksporten øker eller ikke, kommer an på de relative elastisitetene for tilbud og etterspørsel. Tariffgrunnlaget øker også, slik at satsene, alt annet like, kan reduseres. Det gjelder både for uttaks- og innmatingstariff.

Figur 12: Tilpasning med (utenlandsk) subsidiering av produksjon



Dersom subsidiering av produksjon i Norge medfører nettkostnader som ikke reflekteres i øvrige tariffledd, kan det være samfunnsøkonomisk gunstig fra norsk (og europeisk) perspektiv å opprettholde og/eller øke innmatingstariffen i Norge. Selv om dette ikke skulle motvirke investeringer

i praksis, vil det innebære at nettutbygging for å dekke utlandets etterspørsel etter fornybarprosjekter ikke kun belastes norske forbrukere og eksisterende produsenter. Norske forbrukere vil få lavere kraftpris og høyere nettleie (hvis de betaler det meste av fastleddet) mens (eksisterende) norske produsenter vil få lavere kraftpriser pga. økt produksjon.

Det er imidlertid ikke opplagt hva full harmonisering innebærer, og heller ikke at man bør tilstrebe full harmonisering mot andre lands tariff. Det er mange ulike typer rammebetingelser som påvirker investeringsbeslutninger i ny produksjon (og på forbrukssiden) og alle er ikke like godt samfunnsøkonomisk begrunnet. I praksis vil det verken være mulig eller hensiktsmessig med full harmonisering. På den ene siden kan harmonisering innebære at tariffene samlet sett gir lavere effektivitet. På den andre siden er det residuale inntektsbehovet forskjellig mellom nettområder. Så lenge nettet i et avgrenset område (land) finansieres av nettkundene i det området, vil satsene måtte være forskjellige mellom områder. Statnett påpeker også selv at en tilpasning til andre lands rammebetingelser må gjøres på grunnlag av konkrete empiriske vurderinger av risikoen for tap ved manglende harmonisering.

2.4 Andre relevante forhold

I analysen over har vi forutsatt at de faste leddene ikke differensieres mellom forbrukere eller mellom produsenter. Alle forbrukerne stilles overfor samme uttakstariff og alle produsentene får samme innmatingstariff. Av ulike grunner kan det imidlertid være effektivitetsfremmende å differensiere tariffen innenfor de ulike gruppene. I det følgende drøfter vi mulighetene for å gjøre tariffene mer effektive gjennom differensiering, og hvorvidt det har effektivitetsvirkninger som har betydning for fordelingen av faste ledd mellom produksjon og forbruk.

2.4.1 Mulighet for Ramsey-prising

ECON (2008) mener det er generelt teoretisk godt begrunnet at størstedelen av residuale tariff bærer av sluttbrukerne. Det knyttes blant annet til at det gir det mulighet for Ramsey-prising, noe som bidrar til å redusere effektivitetstap. Gjennom Ramsey-prising begrenses overveltningen av en uttakstariff fordi forbrukergrupper som har lite elastisk etterspørsel betaler en større del av tariffen. Dersom residuale kostnader legges på produsentene, påvirkes markedsprisen for alle, og elastisk etterspørsel rammes hardere. Det gir et, alt annet like, større effektivitetstap. Hvis overveltningen er betydelig, kan det få store konsekvenser for den mest elastiske delen av forbruket. Det taler isolert sett for at en innmatingstariff ikke bør settes for høyt.

Ulike deler av kraftforbruket har ulik prisfølsomhet. For eksempel er det grunn til å anta at etterspørselen etter oppvarmingsløsninger basert på elektrisitet er vesentlig mer prisfølsom på lang sikt enn etterspørselen knyttet til belysning og elektriske apparater. Omfanget av kraftintensiv industri i Norge er sannsynligvis også mer følsomt for forventninger om fremtidige kraftkostnader enn forbruk i alminnelig forsyning (husholdninger, tjenester, småindustri).

En tariff på forbruk kan differensieres mellom grupper basert på hvor elastisk etterspørselen er. I Norge betaler kraftintensiv industri lavere fastledd enn annet forbruk, dels fordi industribedriftene gjerne er lokalisert i områder der det også er produksjon (k-faktor), og dels fordi de gis rabatt gjennom ordningen for stort, stabilt forbruk, basert på en vurdering av at de yter systemet tjenester som de ellers ikke får betalt for, og som ville gitt økte kostnader i nettet. Ut over dette er det begrenset i hvilken grad faste ledd kan sies å være utformet i henhold til Ramsey-prinsippene (von der Fehr, 2017).

Tilsvarende kunne man tenke seg at en innmatingstariff innrettes på samme måte som en grunnrenteskatt, dvs. at man bare krever inn fastledd fra produksjon som har avkastning over normalavkastningen. Marginale prosjekter ville da ikke budsjettere med noen innmatingstariff fordi de ikke vil forvente avkastning ut over normalavkastningen. Siden grunnrenteskatten neppe er perfekt, i den forstand at den ikke trekker inn all grunnrente, kan dette være en effektiv måte å hente inn deler av de residuale kostnadene på. I den grad en innmatingstariff øker kostnadene for produsentene, vil den også med andre utforminger spise av grunnrenten og dermed grunnrenteskatten. Vi kommer tilbake til om regelverket tillater slik differensiering i kapittel 5.

2.4.2 For svake lokaliseringssignaler for forbruk og produksjon i Norge

Det er flere forhold som tyder på at lokaliseringssignalene for produksjon og forbruk er svakere enn de burde være (von der Fehr, 2017). Det skyldes både administrative og økonomiske forhold. For å motvirke for svake lokaliseringssignaler anbefaler von der Fehr at lokaliseringssignalene i energi- og kapasitetsleddene styrkes, men også at faste tariffledd utformes slik at de gir lokaliseringssignaler.

Andre priser, som f.eks. områdepriser, gir også lokaliseringssignaler, men her er det en utfordring at investeringer i produksjon i mange tilfeller vil gi lavere priser og reduserte flaskehalser, slik at investor ikke realiserer hele den samfunnsøkonomiske verdien av investeringen. En investering i produksjon et underskuddsområde gir lavere områdepris, men reduserer sannsynligheten for nettfosterkning. En tilsvarende investering i et overskuddsområde gir også lavere områdepris, men øker behovet for nettfosterkning. En generell G-tariff er derfor et ganske grovt virkemiddel for å påvirke lokaliseringsbeslutninger innenlands. Vi kan likevel ikke se bort fra at en (høyere) G-tariff vil redusere behovet for investeringer i nettet (se kapittel 4).

von der Fehr foreslår et lokaliseringsledd som reflekterer kostnadene ved å utvide kapasiteten i det punktet eller det området der brukeren er lokalisert. Merk at dette leddet i så fall skal gjelde alle brukere, både eksisterende og nye. Et effektivt lokaliseringsledd ville være basert på de langsiktige marginalkostnadene for å utvide nettet. «Beregningen av leddet måtte være fremadskuende og ta hensyn til utviklingen i bruk av nettet og utbyggingen av det; spesielt måtte det justeres ved investeringer som påvirker den faktiske kostnaden ved ytterligere utvidelser av nettet.» Videre er det ikke det absolutte nivået på tariffleddet som er avgjørende, men at det *varierer* mellom ulike punkter i nettet.

På samme måte som for energileddet, bør et lokaliseringsledd omfatte både produksjon og forbruk, slik at økt forbruk og redusert produksjon behandles likt (i et overskuddsområde). Det taler for å håndtere lokaliseringsleddet uavhengig av residualleddet. I den grad lokaliseringsleddet gir et positivt dekningsbidrag til finansiering av de residuale kostnadene i nettet, vil det redusere det samlede residuale inntektsbehovet og omfanget av faste ledd. Hvis vi tenker oss en modell der forbruk og produksjon betaler samme lokaliseringsledd, men med motsatt fortegn, vil det trolig gi et netto overskudd dersom vi har en positiv effektbalanse (det er effekten som er dimensjonerende for nettinvesteringer). Det innebærer i så fall at produsentene indirekte betaler en større del av de residuale kostnadene enn før.

Det er naturligvis krevende å beregne lokaliseringsledd nøyaktig, særlig siden den fremadskuende tilnærmingen innebærer at det må gjøres vurderinger av mange usikre faktorer som påvirker nettkostnadene. Slike vurderinger må imidlertid også gjøres når man tar beslutninger om investeringer i nettet. Slik sett kan man hevde at usikkerheten utgjør en samfunnsøkonomisk kostnad uansett. Et lokaliseringsledd burde imidlertid bidra til å redusere usikkerheten fordi den vil gi bedre informasjon om betalingsviljen for lokalisering i ulike deler av nettet gjennom aktørenes tilpasning til lokaliseringsleddet. Ifølge von der Fehr er det vanskelig å tenke seg at et lokaliseringsledd vil gi systematisk dårligere lokaliseringssignaler.

I forhold til anleggsbidrag i maskede nett, som er en alternativ måte å gi langsiktige lokaliseringssignaler på, har et lokaliseringsledd den fordel at det gir mulighet til å behandle alle brukere av nettet likt, både nye og eksisterende, og både produksjon og forbruk.

2.5 Oppsummering

Den teoretiske analysen viser at dersom andre tariffledd er optimale, vil et fastledd for å dekke residuale kostnader gi et effektivitetstap på lang sikt. Hvem som i realiteten bærer kostnaden ved tariffen, kommer an på prisdannelsen i markedet. I en lukket økonomi spiller det ingen rolle for verken fordelingen av tariffbyrden eller det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet om residuale kostnader kreves inn fra produsentene eller forbrukerne.

I en åpen økonomi, som norsk kraftsektor, er det derimot ikke likegyldig om tariffen legges på innmating eller uttak i Norge. Da avhenger fordelingen av tariffbyrden og det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet blant annet av kraftbalansen. I en situasjon med eksportoverskudd avhenger

effektivitetstapet av elastisiteten i eksportetterspørselen på lang sikt. Det er et empirisk spørsmål hvilken fordeling av residuale kostnader mellom produksjon og forbruk som gir minst samfunnsøkonomisk tap.

De samfunnsøkonomiske tapene kan reduseres ved å bruke Ramsey-prising. Ramsey-prising egner seg best på forbrukssiden, der man kan differensiere mellom brukergrupper med ulike elastisiteter. En innmatingstariff kan i prinsippet differensieres etter samme prinsipper som en grunnrenteskatt, men det er neppe hensiktsmessig eller effektivt fra et samlet samfunnsøkonomisk perspektiv. Muligheten for økt effektivitet gjennom Ramsey-differensiering taler derfor for at forbrukerne bør betale fastledd.

Gitt at lokaliseringssignalene i øvrige tariffledd er for svake, kan man bruke differensiering av fastledd for å øke effektiviteten. Det taler for at både forbruk og produksjon bør betale fastledd, eller snarere et lokaliseringsledd, som differensieres etter situasjonen i den enkelte node eller område. Siden begge deler bør behandles likt (symmetrisk), taler det for at dette ilegges som et separat ledd.

Den teoretiske analysen og drøftingen over viser at en effektiv fordeling av residuale kostnader i nettet mellom produsenter og forbrukere er et empirisk spørsmål som kommer an på:

- Kraftbalansen, og i hvilken grad kraftprisen i Norge påvirkes av kraftprisene ute
- Elastisitetene i langsiktig forbruk og etterspørsel, inkludert eksportelastisiteten
- Muligheten for å differensiere fastleddene for å minimere effektivitetstap
- Hvordan fordelingen av fastleddet mellom forbruk og produksjon påvirker kostnadene i nettet

3 METODIKK FOR Å BESTEMME FORDELING AV FASTE LEDD

I forrige kapittel drøftet vi hvilke forhold som har betydning for effektiv fordeling av residuale nettkostnader mellom produksjon og forbruk. Prinsippet for fordeling er å minimere effektivitetstapet som følger av slike faste ledd. Den konkrete fordelingen er et empirisk spørsmål. I dette kapitlet utdyper vi hvordan man kan gjennomføre en empirisk analyse for å komme fram til en fordeling i praksis. Beskrivelsen av metodikken er ledsaget av noen eksempler som på ingen måte må oppfattes som anbefalinger om nivåer for residuale tariffer i praksis.

3.1 Metodikk for å bestemme det relevante markedsområdet

Skal vi vurdere den overordnede effektiviteten av en innmatingstariff i det norske kraftsystemet, må vi ta hensyn til at vi er en del av et integrert kraftmarked med betydelig utveksling. Effektivitets- og fordelingsvirkningene av å endre rammebetingelsene for kraftproduksjon (og forbruk) i Norge påvirkes av rammebetingelsene i andre deler av det integrerte markedet. Det er derfor interessant å vurdere hvilke land det er særlig relevant at vi sammenligner oss med.

Formålet er å bedømme om investeringer vris til andre land dersom produksjonskostnadene i Norge øker, og i så fall til hvilke land. For å bedømme hvilke land som er relevante, kan man enten bruke en statistisk tilnærming eller en fundamental tilnærming ved hjelp av en kraftmarkedsmodell.

Nepal og Foster (2016)³ foreslår tre økonometriske modeller for å teste hvor godt integrert to geografiske markeder er. Statistiske modeller estimerer primært i hvilken grad historiske priser i to områder er *korrelert*, som en indikator for at endringer i prisen i det ene området påvirker prisen i det andre og vice versa, men korrelasjon impliserer ikke nødvendigvis at prisen i ett område påvirker prisen i et annet område. For eksempel kan to områder det ikke er overføringskapasitet mellom, ha svært sterk priskorrelasjon hvis prisnivået styres av regionale eller globale brenselmarkeder (typisk kull og/eller gass), og prisstrukturen i stor grad styres av forbruksmønsteret (det vil si høyt om dagen og lavt om natten). Selv om prisene sammenfaller, vris ingen investeringer fra det ene området til det andre selv om rammebetingelsene i det ene markedet endres.

En annen ulempe med statistiske modeller er at de utelukkende er basert på historiske data. Statistiske modeller tar derfor ikke hensyn til endringer i kraftsystemet, for eksempel som følge av nye mellomlandsforbindelser, eller økt fornybarproduksjon.

Fordelen med statistiske modeller er at de krever lite data, og er relativt enkle å implementere.

Fundamentale kraftmarkedsmodeller simulerer tilbuds- og etterspørselskurvene pr. område og finner markedslivekten på tvers av tid og rom, inkludert pris- og investeringseffekter av handel mellom områder. Modellene kan brukes til å undersøke ulike scenarier for den framtidige markedsutviklingen, herunder utbygging av handelskapasitet. Fundamentale modeller antar typisk et perfekt fungerende marked i tråd med den teoretiske analysen presentert i kapittel 2. En ulempe med fundamentale modeller er at de krever svært store datamengder og kan være utfordrende å kalibrere til faktiske markedsforhold. Likevel gir fundamentale modeller det «korrekte» svaret dersom modellen er godt kalibrert, og forutsetningene for et perfekt fungerende marked er (tilnærmet) tilstede.

Vi anbefaler derfor å benytte en fundamental kraftmarkedsmodell med endogene investeringer til å avklare det relevante markedsområdet, forutsatt god datatilgjengelighet.

³ Nepal og Foster (2016), «Testing for Market Integration in the Australian National Electricity Market», The Energy Journal, vol. 37, Number 4

3.2 Opplegg for modellsimuleringer

3.2.1 Langsiktige tilbudskurver

Siden effektivitetstapene avhenger av de langsiktige tilpasningene, er det viktig å fange opp investeringsdynamikken i markedet. Den langsiktige tilbudskurven må beskrives så nøyaktige som mulig. Kostnader (investeringskostnader, faste driftskostnader, brenselkostnader, etc.) og økonomisk levetid for investeringer i ny produksjon må spesifiseres. Det bør benyttes en modell som optimerer investeringsbeslutningene og driftsbeslutningene på timesbasis simultant for å fange opp de faktiske kostnads- og inntektsstrømmene på en konsistent måte.

Investeringer i kraftproduksjon påvirkes også av reguleringer og støtteordninger, utvikling i markedsførhold og teknologiutvikling. Forbud mot kjernekraft eller subsidier av fornybar kraftproduksjon er eksempler på reguleringer som påvirker investeringer og som det bør tas hensyn til. Forventninger om fremtidige brensel- og CO₂-priser eller etterspørselen etter kraft er av stor betydning for kraftprisforventningene, som igjen påvirker investeringsincentivene. Teknologiutvikling kan føre til ytterligere fall i kostnadene for fornybar kraftproduksjon som potensielt kan utkonkurrere fossil kraftproduksjon.

3.2.2 Etterspørselastisiteter

Fordelingen av residuale ledd avhenger også av den langsiktige elastisiteten i etterspørselen. Det finnes få estimater på hvor stor elastisiteten er. Det er likevel sannsynlig at elastisiteten varierer mellom forbruksgrupper, for eksempel at den langsiktige elastisiteten i industrien er større enn for alminnelig forsyning. En elastisk etterspørsel vil bidra til at (pris)virkningene av økte kostnader for produsenter reduseres, ettersom noe av responsen vil flyttes fra utenlandsk produksjonsøkning til innenlandsk etterspørselsreduksjon.

Anslag for langsiktige priselastisiteter for Norge spriker betydelig:

- Bernstein og Madlener (2011)⁴ klarer ikke å påvise noen signifikant priselastisitet for Norge. De forklarer dette med at variasjoner i været har større betydning for kraftetterspørselen enn prisendringer. Gruppen av land som analyseres har for øvrig en gjennomsnittlig langsiktig priselastisitet på -0.39, samtidig som estimatene varierer betydelig mellom land, fra -0.12 (UK) til -1.36 (Japan).⁵
- Øyan (2010)⁶ estimerer langsiktig priselastisitet på -0.1235 om vinteren og -0.0173 om sommeren
- Bye og Hansen (2008)⁷ estimerer langsiktig priselastisitet på -0.2 om vinteren og 0 om sommeren
- Johnsen (2001)⁸ estimerer langsiktige priselastisiteter på mellom -0.5 og -0.35.

Når det gjelder de norske undersøkelsene, argumenterer Øyan (2010) for at hans anslag er lavere enn Johnsen (2001) dels pga. de faktorene det er tatt hensyn til i undersøkelsen, samt at det skjedde

⁴ Bernstein, R. og R. Madlener (2011): Responsiveness of Residential Electricity Demand in OECD Countries: A Panel Cointegration and Causality Analysis. FCN Working Paper No. 8/2011, April 2011, Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior (FCN).

⁵ Analysen omfatter Østerrike, Danmark, Frankrike, Finland, Tyskland, Hellas, Irland, Italia, Japan, Mexico, Nederland, Norge, Portugal, Sør-Korea, Spania, Sveits, UK og USA.

⁶ Øyan, O. H. (2010): Demand for Electric Power in Norway: Estimating price and substitution elasticities. Masteroppgave fra UiO, Økonomisk Institutt.

⁷ Bye, T. og P. V. Hansen (2008): How do Spot prices affect aggregate electricity demand? Discussion Papers No. 527, January 2008, Statistics Norway, Research Department.

⁸ Johnsen, T. A. (2001): Demand, generation and price in the Norwegian market for electric power. Energy Economics, Volume 23, Issue 3, May 2001, Pages 227-251.

en endring i elastisiteten i 2004. At estimatene til Bye og Hansen (2004) er lavere enn Øyans, at de analyserer data fra en kortere periode og bruker spotprisen som analysevariabel.

Anslag på kraftetterspørselens priselastisitet internasjonalt varierer også i veldig stor grad fra undersøkelse til undersøkelse. Det er uansett antagelig begrenset hvor gyldige resultater i annet land vil være for Norge, jf. også variasjonen i landestimatene fra E.ON Research Centre (2011).

Det bør antagelig gjennomføres en egen studie for å analysere den langsiktige elastisiteten i etterspørselen i Norge. Studien bør gjøres for ulike grupper av forbrukere, der gruppeinndelingen tilsvarer den inndelingen det kan være aktuelt å bruke for differensiering av fastleddet i nettariffen.

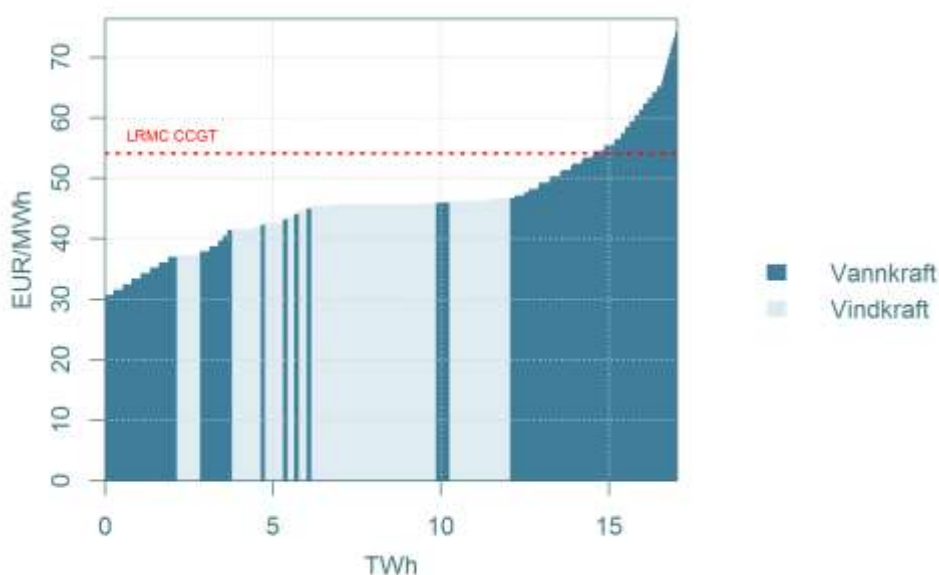
Det vil imidlertid uansett være betydelig usikkerhet knyttet til slike elastisitetsanslag, og i modellsimuleringene bør det gjøres sensitivitetsanalyser med ulike verdier for etterspørselselastisiteten for å teste hvor følsom effektivitetstapet er for ulike antagelser.

Undersøkelsene kan også suppleres med bottom up-analyser som tar hensyn til teknologiutvikling og lønnsomhet av ulike investeringer på forbrukssiden, knyttet til f.eks. oppvarmingsløsninger og energieffektivisering. Det finnes ulike modellverktøy og analyser som kan brukes som grunnlag for en slik analyse.

3.3 Illustrative modellsimuleringer

For å illustrere en mulig fremgangsmåte for å vurdere effektivitetstap knyttet til ulike nivå for fastleddet i innmatingstariff og uttakstariff har vi benyttet en versjon av kraftmarkedsmodellen TheMA som har endogene investeringer i ny kraftproduksjon. Den benyttede langsiktige tilbudskurven for ny kraftproduksjon vises i Figur 13.

Figur 13: Langsiktig marginalkostnad for ny kraftproduksjon i Norge i 2030



Kilder: THEMAs elsertifikatdatabase, NVE (2015) og DIW (2013).

I de presenterte modellsimuleringene har vi forutsatt at etterspørselen er uelastisk (elastisitet lik null).

3.3.1 Antagelser om den langsiktige tilbudskurven

Ettersom markedsforhold og kostnadsutvikling ikke alene driver endringer i kapasitets sammensetningen, har vi modellert et scenario i 2030 der subsidier til fornybare kilder bidrar til en betydelig økning i vind- og solkapasiteten i Europa uavhengig av markedsforholdene. Utbyggingen av vind- og solkraftproduksjon i de fleste land i Europa er derfor lagt inn eksogent. Siden Sverige har besluttet å forlenge elsertifikatsystemet, er utbyggingen av fornybar kraftproduksjon der lagt inn eksogent. Det er også relevant å ta hensyn til andre endringer i rammebetingelsene, som f.eks. den

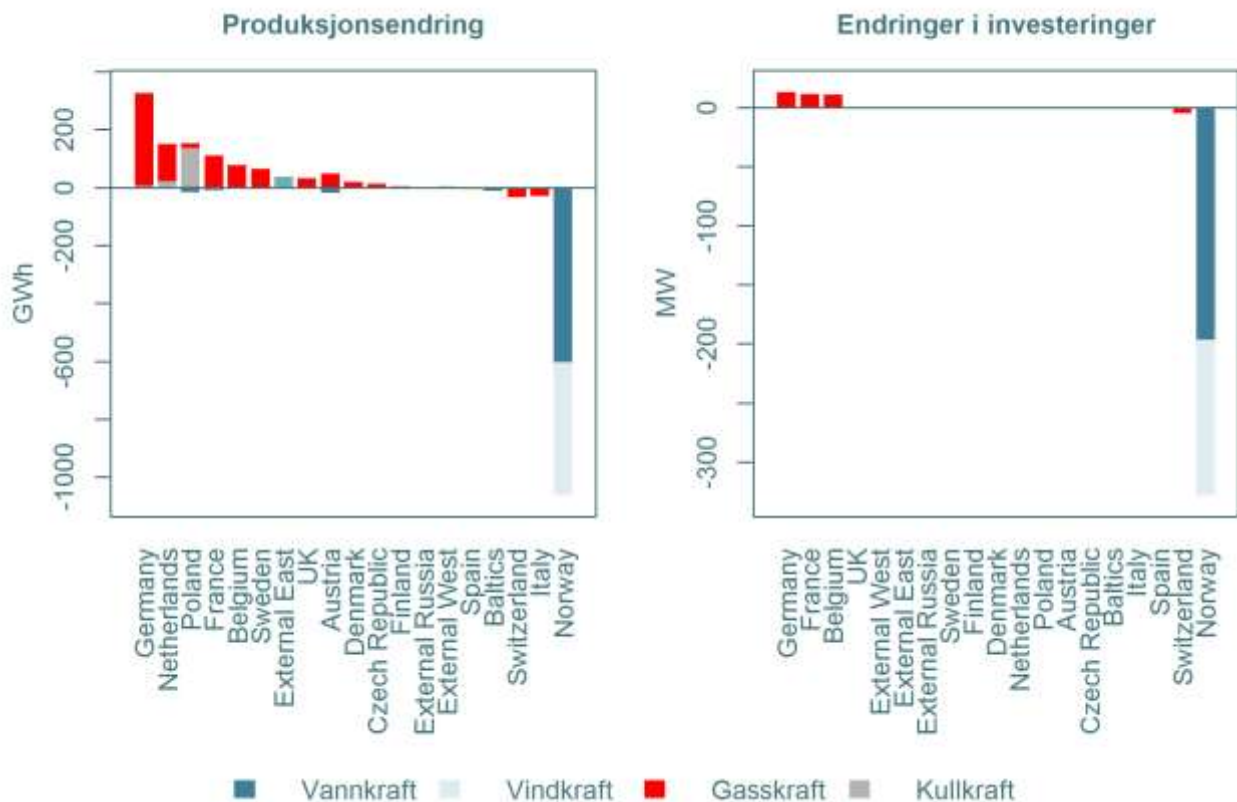
planlagte fjerningen av kapasitetsskatten på kjernekraft i Sverige. Til sammen bidrar dette til et betydelig energioverskudd i Sverige i 2030, noe som gjør at det er mindre sannsynlig med rent markedsbaserte investeringer i ny produksjon, og som dermed har betydning for etterspørselen etter eksport fra Norge. Tilsvarende er det relevant om andre land, som f.eks. Tyskland, fortsetter å subsidiere vind- og solkraft for å nå langsiktige fornybarmål, og om eksisterende kjerne- og kullkraftkapasitet blir faset ut. I våre beregninger antar vi ingen nye investeringer i kullkraft i Europa.

Det må også tas hensyn til eventuelle støtteordninger i Norge. Vi har lagt til grunn at Norge ikke forlenger elsertifikatsystemet, og at det ikke innføres andre støtteordninger (med unntak av Enova-støtten). Økning i vann- og vindkraftproduksjon i Norge frem til 2030 bestemmes av lønnsomhet basert på markedsprisen alene.

3.3.2 Beregninger med (økt) innmatingstariff

For å undersøke markedsvirkningen av økt innmatingstariff har vi gjort modellsimuleringer med og uten en ekstra kostnad for norsk produksjonskapasitet på 2 EUR/MWh (ca. 2 øre/kWh). Nivået på 2 EUR/MWh er valgt tilfeldig for å illustrere virkningene av en ensidig økning i kostnadene i Norge som følge av økt innmatingstariff.

Figur 14: Endringer i produksjon og investeringer i 2030 som følge av en økning i 2 EUR/MWh i innmatingstariffen. NB! Illustrative modellsimuleringer.

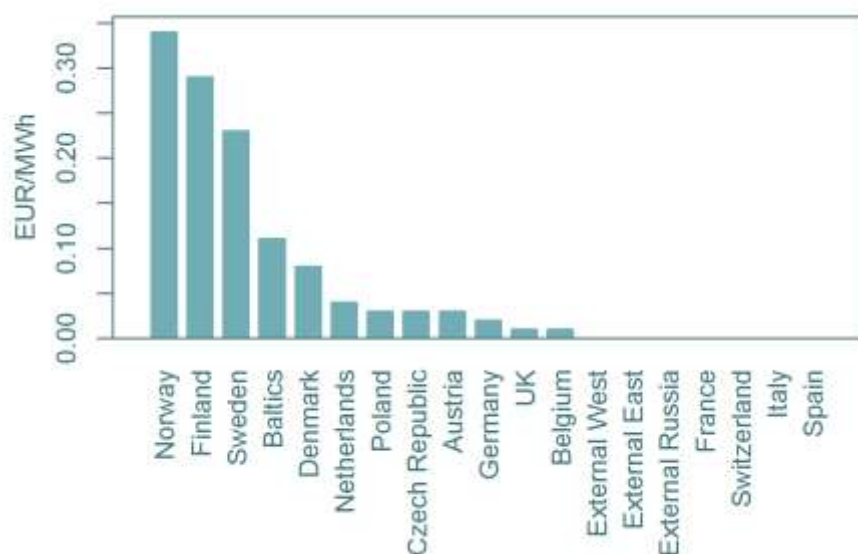


Med vår illustrative antagelse om økning i innmatingstariffen i Norge, finner vi at investeringene i norsk kraftproduksjon reduseres, i eksemplet tilsvarende en årsproduksjon på omtrent 1 TWh, i 2030, som vist i Figur 14. Den norske produksjonen erstattes hovedsakelig av gasskraftproduksjon på kontinentet (forbruket er gitt). Resten av Norden har allerede et stort energioverskudd, noe som gjør det ulønnsomt med ytterligere investeringer i regionen i dette tidsperspektivet. Fram til 2030 er det gasskraft som utgjør svingproduksjonen i Europa både på kort og lang sikt med de forutsetningene vi har lagt til grunn. I vårt eksempel bidrar reduserte investeringene i Norge til en liten økning i gasskraftinvesteringene på kontinentet, men mesteparten av produksjonsbortfallet i Norge motvirkes av økt produksjon i eksisterende gasskraftverk. Det vil si at norske investeringer

hovedsakelig konkurrerer med økt kapasitetsutnyttelse av gasskraft på kontinentet. Det kommer også av at det norske systemet er energidimensjonert og eksisterende vannkraft svært fleksibel.

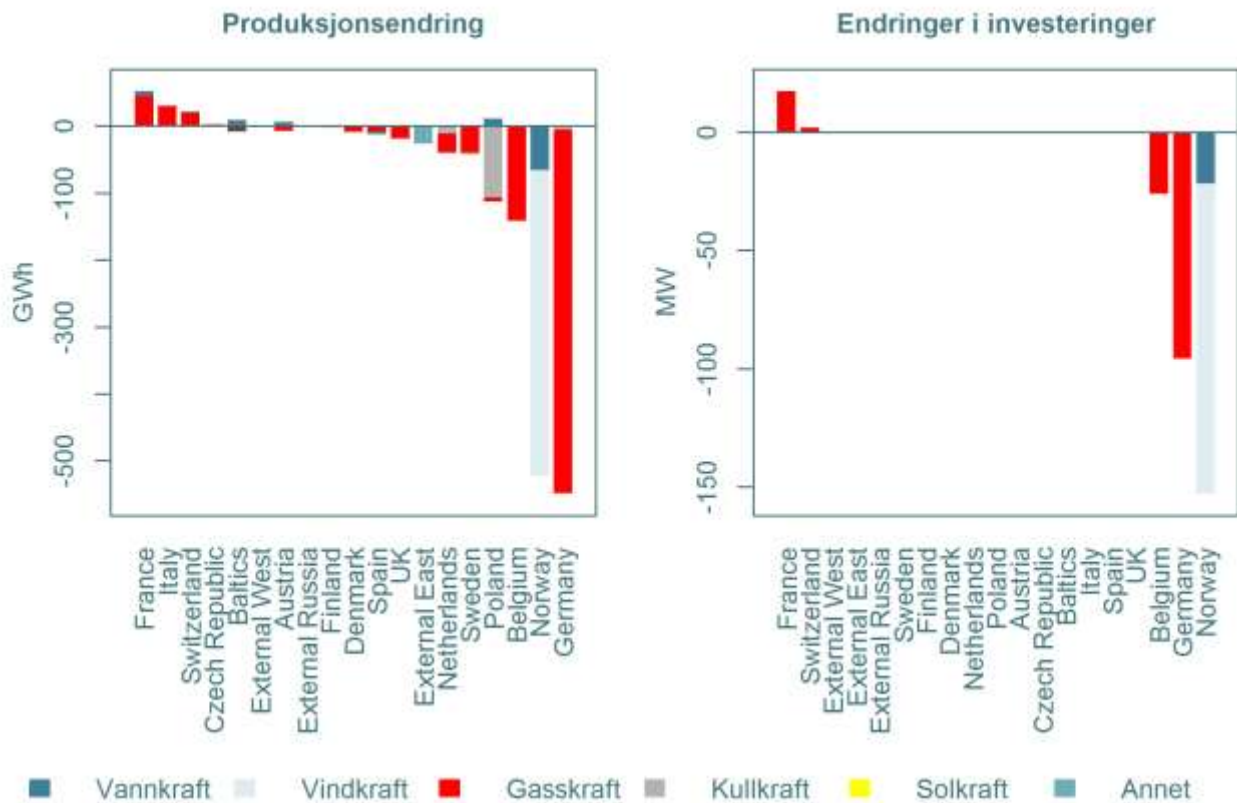
Som vist i Figur 15, øker kraftprisen i Norge med omtrent 0,35 EUR/MWh dersom innmatingstariffen øker med 2 EUR/MWh. Prisvirkningen indikerer at etterspørselen etter norsk krafteksport er relativt elastisk. Figur 15 viser også at den største prisvirkningen kommer i våre naboland. Selv om tysk produksjon responderer mest, er økningen liten sammenlignet med totalproduksjonen i Tyskland. Prisvirkningen i Tyskland er derfor beskjeden. Den langsiktige tilbudskurven (for energi) i Tyskland er med andre ord relativt flat, jf. Figur 8.

Figur 15: Estimert prisendring per land i 2030 dersom norsk innmatingstariff øker med 2 EUR/MWh. NB! Illustrative modellsimuleringer.



Med våre forutsetninger bæres altså innmatingstariffen i hovedsak av norske produsenter. Markedsprisen øker bare med 0,35 EUR/MWh, mens kostnaden for produsentene øker med 2 EUR/MWh. Vi har imidlertid antatt at etterspørselen er helt uelastisk.

Figur 16: Endringer i produksjon og investeringer i 2030 som følge av en økning på 2 EUR/MWh i uttakstariffen. NB! Illustrative modellsimuleringer.



Overveltningen i kraftprisen blir enda mindre hvis etterspørselen er elastisk. Dersom vi antar en langsiktig etterspørselsetastisitet i Norge på $-0,2$ (se avsnitt 3.2.2) gir en prisøkning på $0,35$ EUR/MWh en reduksjon i etterspørselen i Norge på $0,25$ TWh.

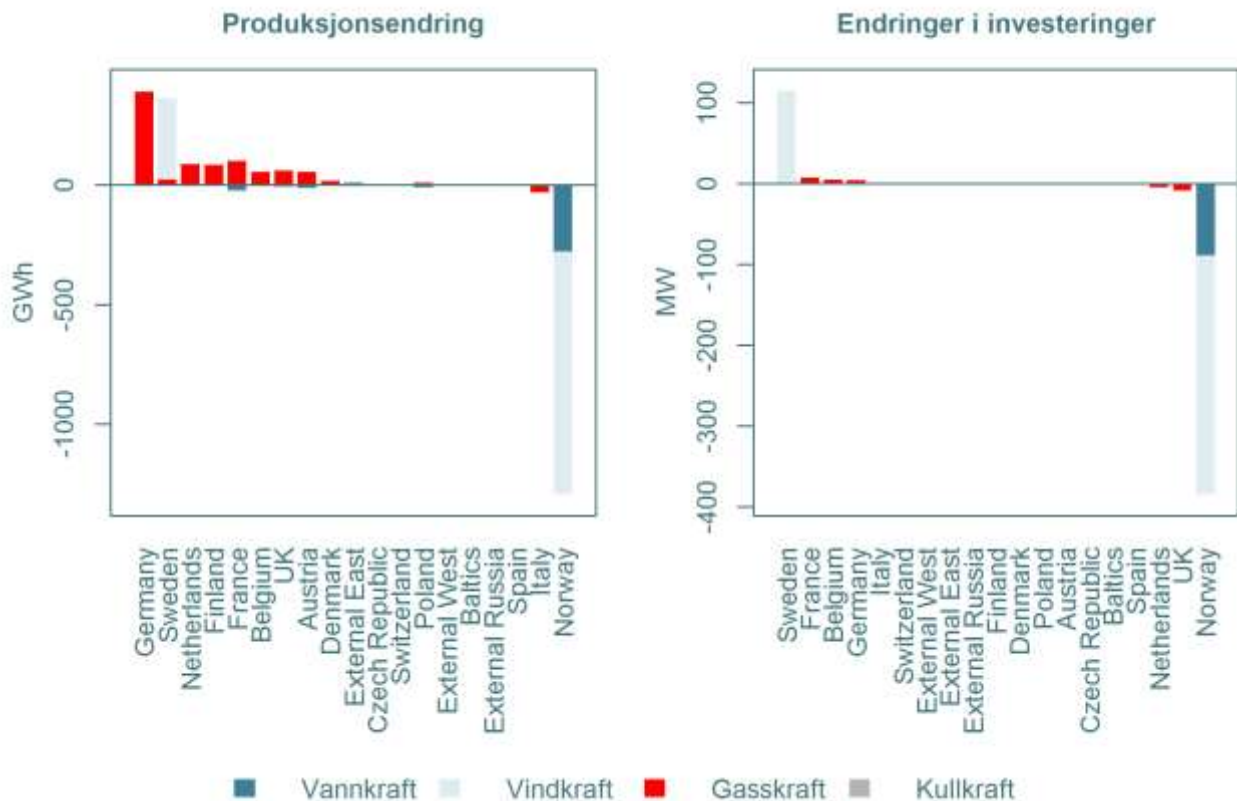
Dersom de residuale kostnadene i stedet dekkes gjennom fastleddet for forbrukerne, og vi antar at alle betaler samme sats, gir samme etterspørselsetastisitet en isolert reduksjon i forbruket i Norge på $1,4$ TWh og økt eksport. En slik etterspørselsreduksjon reduserer markedsprisen i Norge med $0,2$ EUR/MWh i 2030. Også med en uttakstariff er det en viss overveltningseffekt, men resultatene tyder på at en betydelig eksportelastisitet innebærer at overveltningen er liten. Det er i overensstemmelse med hypotesen fra den teoretiske analysen i kapittel 2 (se Figur 8).

Vi ser at i dette tilfelle reduseres produksjonen i Norge med omtrent $0,5$ TWh.

Det har stor betydning for resultatene for 2030 at vi har forutsatt at investeringsnivået i Norden i stor grad er bestemt av ulike støtteordninger. For å illustrere virkningene av økt innmatingstariff når investeringene i Norden i større grad er markedsbaserte, har vi gjort en tilsvarende analyse for 2040 der vi har antatt at alle støtteordninger opphører i 2030. I 2040 antar vi at de fleste svenske kjerne-kraftreaktorene faset ut, at Norden har en strammere kraftbalanse og at Sverige i større grad er en svingprodusent. Under disse forutsetningene reduseres produksjonen i Norge med over 1 TWh, mens det svenske markedet responderer gjennom økte vindkraftinvesteringer som vist i Figur 17.

Eksemplene viser at resultatene er svært følsomme for hvilke forutsetninger som legges til grunn, især når det gjelder hva som driver investeringene i markedet. Mens Sverige har en innmatingstariff, har Tyskland ikke det. Hvis Norge øker sin innmatingstariff for å unngå at ulønnsomme investeringer legges til Norge, kan det altså ha den virkningen at produksjon (og investeringer) flyttes til Tyskland (eller andre land som ikke har innmatingstariff) dersom investeringene i Sverige uansett er gitt. Da fører ikke innmatingstariffen nødvendigvis til en samlet sett mer lønnsom lokalisering av produksjonen i det felles markedsområdet.

Figur 17: Endringer i produksjon og investeringer i 2040 som følge av en økning i 2 EUR/MWh i innmatingstariffen. NB! Illustrative modellsimuleringer.



3.3.3 Samspill med kvotemarkedet

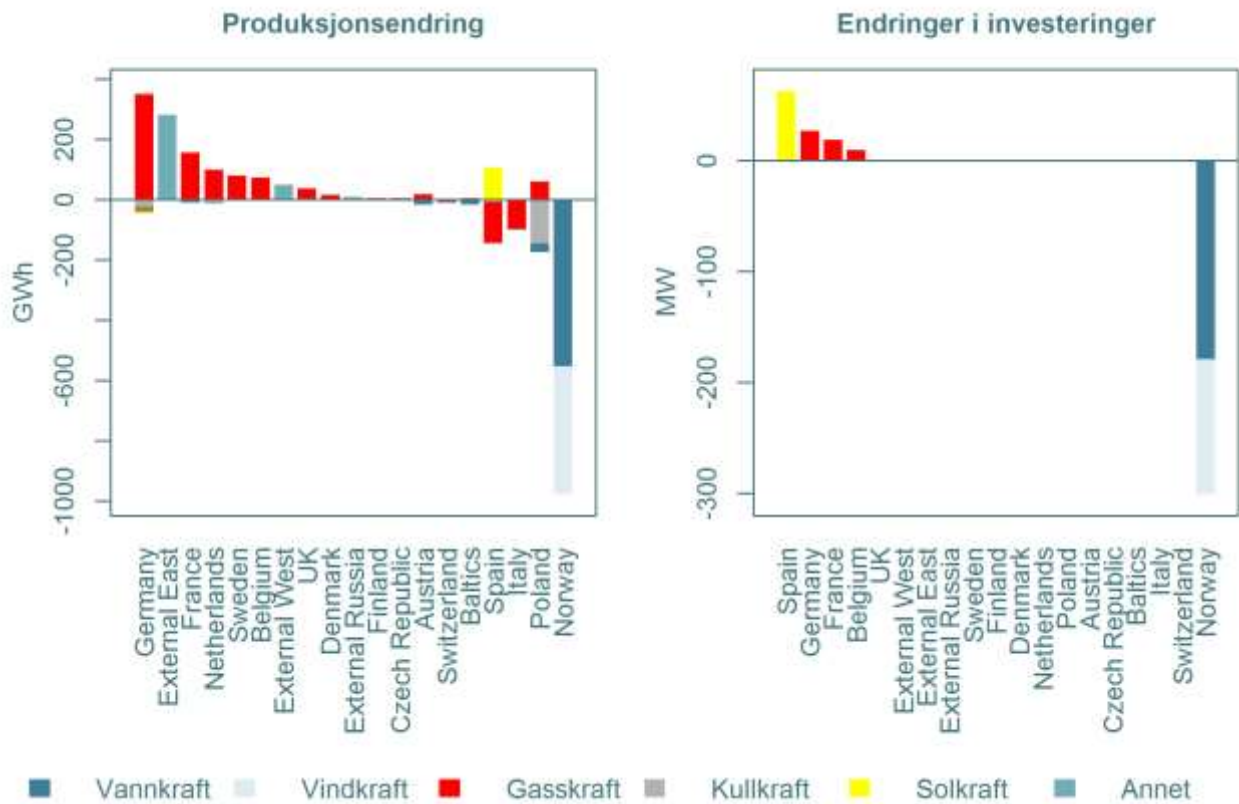
De langsiktige kostnadene for kraftproduksjon påvirkes ikke bare av nettkostnader. Spesielt påvirkes de også av kvoteprisen som igjen påvirkes av etterspørselen etter utslippskvoter i Europa.

Dersom kostnadene for norsk kraftproduksjon øker, viser analysen at det kan føre til at europeisk gasskraftproduksjon stiger. Er kvotemarkedet stramt, bør man også anta en virkning gjennom kvotemarkedet siden den økte gasskraftproduksjonen medfører høyere CO₂-utslipp. Vi har derfor også gjort en simulering der vi ikke tillater en utslippsøkning fra kraftsektoren i Europa som følge av tarifføkningen i Norge. Det fører til at CO₂-prisen øker, noe som igjen spiller inn på kraftprisen og investeringene i ny kraftproduksjon.

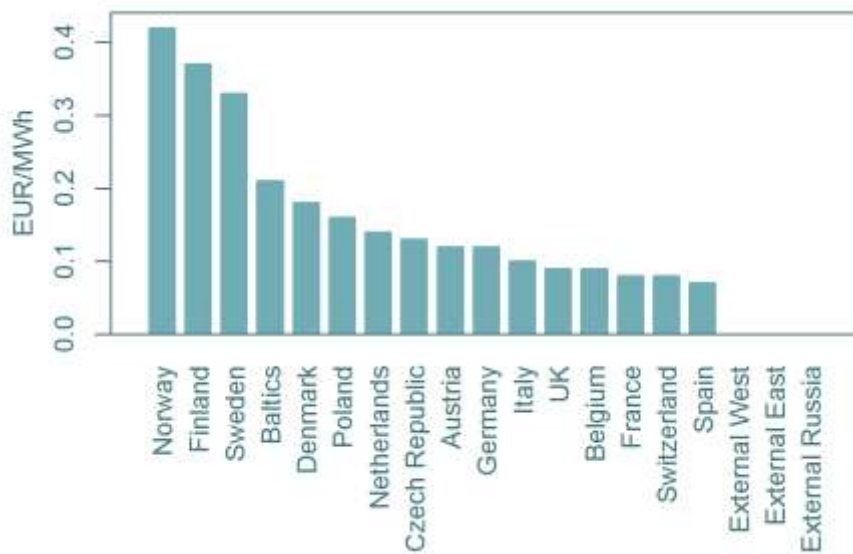
Resultatene fra den aktuelle simuleringen, se Figur 18, viser at dersom CO₂-utslippene ikke skal øke, påvirkes investeringene i større deler av markedsområdet, siden CO₂-prisen gjelder for hele Europa. I våre beregninger reduseres noe av kullkraftproduksjonen, og det investeres i noe mer solkraft i Spania fordi en høyere europeisk CO₂-pris bidrar til å løfte prisnivå i alle land (se Figur 19). I tillegg oppstår litt «karbonlekkasje» i den forstand at handelen med land utenfor ETS-området øker. Simuleringene illustrerer at når man tar hensyn til dynamikken i kvotemarkedet, berøres en større del av markedsområdet, og det kan ha betydning for eksportelastisiteten.

Samtidig finner vi at prisen i Norge øker i dette tilfellet. Med andre ord bærer norske produsenter en noe mindre del av byrden fordi de nyter godt av at en litt høyere kvotepris også gir høyere kraftpris i Norge.

Figur 18: Endringer i produksjon og investeringer i 2030 som følge av en økning i 2 EUR/MWh i innmatingstariffen, uten at CO₂-utslippene i Europa øker. NB! Illustrative modell-simuleringer.



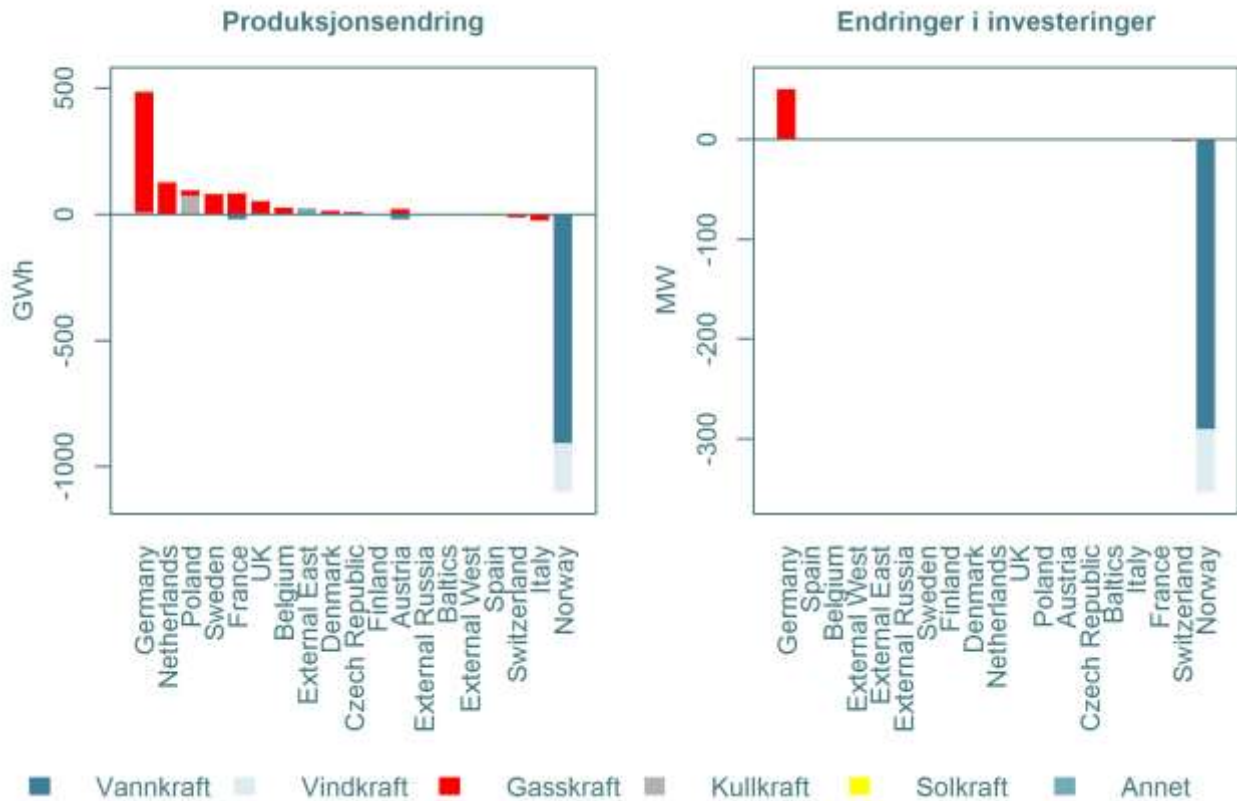
Figur 19: Estimert prisendring per land i 2030 dersom norsk innmatingstariff øker med 2 EUR/MWh, uten at CO₂-utslippene i Europa øker. NB! Illustrativ modellsimulering.



3.3.4 Betydning av handelskapasitet

Det er grunn til å tro at antagelser om handelskapasiteten mot utlandet påvirker resultatene. Vi har derfor gjort en modellsimulering for å teste betydningen av flere overføringsforbindelser fra Norge til utlandet.

Figur 20: Endringer i produksjon og investeringer i 2030 som følge av en økning i 2 EUR/MWh i innmatingstariffen med økt overføringskapasitet. NB! Illustrative modellsimuleringer.



Figur 20 viser endringer i produksjon og investeringer hvis vi antar at det bygges ytterligere en kabel til Tyskland (1400 MW) og en til Storbritannia (1400 MW) i tillegg til prosjektene som er under bygging i dag. Simuleringen tyder på at tendensen til at det først og fremst er tysk gasskraft som responderer, forsterkes. Mer overføringskapasitet til Storbritannia har liten betydning for resultatet ettersom flyten på denne kabelen går nesten utelukkende mot Storbritannia der prisnivået der er betydelig høyere enn i Norge.

3.4 Virkningen av tariffen på langsiktig marginalkostnad

Som vist i avsnitt 2.3, kan inoptimale innmatingstariffer i andre land vri investeringer til eller fra Norge, og gi lokalisering av produksjon som ikke er optimalt totalt sett. Utformingen av og nivået på residuale G-tariffer i andre land kan derfor være et argument for å redusere eller øke norske G-tariffer.

I dette avsnittet drøfter vi konsekvensene av tariffmodellene for den langsiktige marginalkostnaden for ny produksjon. Vi ser på følgende land og teknologier:

- Norge, Sverige, Finland, Danmark, Storbritannia
- Vannkraft, vindkraft, gasskraft, kjernekraft

Tabell 1 nedenfor oppsummerer hovedelementene i tariffsystemene for innmating i Norden og Storbritannia.

Tabell 1. Tariffsystemene for innmating i de nordiske landene og Storbritannia

Land	Innmatingstariff	Anleggsbidrag	Andel av nettkostnader som betales av produksjon
Norge	Punktvis energiledd (marginaltap x løpende områdepris, marginaltap begrenset til +/- 15%) Fastledd på 1,1 øre/kWh gjennomsnittlig energiproduksjon Systemdriftskostnadsledd på 0,2 øre/kWh gjennomsnittlig energiproduksjon	Ja («shallow»)	38%
Sverige	Geografisk differensiert punktvis energiavgift (marginaltapsfaktor x årlig tapspris x 0,8, marginaltapsfaktor begrenset til +/- 10%) Geografisk differensiert punktvis effektavgift pr. kW abonnert effekt (23-51 SEK/kW for innmating)	Ja («deep»)	36%
Finland	0,72 EUR/MWh netto innmating 162,50 EUR/MW tilgjengelig effekt pr. måned	Ja («shallow»)	19%
Danmark	3 DKK/MWh innmating, vindkraft, solceller og lokal kraftvarme er fritatt	Ja («super/partially shallow»)	3%
Storbritannia	Tariff for dekning av nettkostnader bestående av residual + lokaliseringssignal (TNUoS), varierer mellom -9,95 og 31,67 GBP/kW ved brukstid på 80% Tariff for dekning av kostnader til balansering av systemet (BSUoS), snitt ca. 2 GBP/MWh	Ja («shallow»)	17%

Kilde: TSO'ers nettsider, ENTSO-E (2017)

Kategoriseringen av anleggsbidrag er basert på ENTSO-E (2017), og er der definert som følger:

- «Super-shallow»: Alle kostnader fordeles på nettkundene via tariffene, ingen betaling fra kunden som knytter seg til nettet
- «Shallow»: Nettkundene betaler for infrastrukturen som knytter kundens anlegg til transmisjonsnettet (linjer/kabler og andre nødvendige anlegg)
- «Deep»: Nettkundene betaler for infrastrukturen som knytter kundens anlegg til transmisjonsnettet («shallow») samt alle andre forsterkninger og utvidelser av det eksisterende nettet som er nødvendig for å sikre tilknytning for kunden

Med utgangspunkt i de gjeldende tariffmodellene har vi beregnet konsekvenser av innmatingstariffene for LCOE for de ulike teknologiene i de aktuelle landene. Vi har sett bort fra anleggsbidrag ettersom anleggsbidrag dekker kostnader som er prosjektspesifikke. Merk at brukstid er en sentral faktor fordi mange av tariffelementene er basert på effekt og ikke energi. Videre er det betydelige geografiske variasjoner i en del av tariffelementene. Det gjelder spesielt i Storbritannia og Sverige samt energileddet i Norge.

Tabell 2 oppsummerer hvordan tariffsystemene påvirker de langsiktige marginalkostnadene for de ulike landene og teknologiene. For vindkraft har vi lagt til grunn en brukstid på 3 000 timer og for gasskraft og kjernekraft 8 000 timer. For vannkraft med lav og høy brukstid har vi lagt til grunn henholdsvis 3 000 og 5 000 timer. Dette er å betrakte som eksempler for å illustrere forskjellene i tariffsystemene. For energileddet i Norge og Sverige har vi antatt en kraftpris på 30 øre/kWh og en marginaltapsprosent på 2 prosent, som blir justert med en faktor på 0,8 i den svenske modellen. Energileddet kan imidlertid godt være negativt for enkeltprosjekter. I Sverige vil også G-tariffen variere med lokalisering.

Tabell 2 . Virkningene på kraftpris av tariffledd i nordiske land og Storbritannia.

		Energiledd	G-tariff	Andre tariffledd	Samlet nettkostnad pr. kWh
Sverige	Vindkraft	0,5	1,2	0	1,7
	Vannkraft lav brukstid	0,5	1,2	0	1,7
	Vannkraft høy brukstid	0,5	0,7	0	1,2
	Kjernekraft	0,5	0,5	0	0,9
Norge	Vindkraft	0,6	1,3	0	1,9
	Vannkraft lav brukstid	0,6	1,3	0	1,9
	Vannkraft høy brukstid	0,6	1,3	0	1,9
Finland	Vindkraft	0,7	0,6	0	1,3
	Kjernekraft	0,7	0,2	0	0,9
	Vannkraft lav brukstid	0,7	0,6	0	1,3
	Vannkraft høy brukstid	0,7	0,4	0	1,0
Danmark	Vindkraft	0,0	0,0	0	0,0
	Gasskraft	0,4	0,0	0	0,4
Storbritannia	Vindkraft	2,4	2,0	0	4,4
	Gasskraft	2,4	1,1	0	3,5
	Kjernekraft	2,4	1,1	0	3,5

*For Norge og Sverige er det lagt til grunn en marginaltapsprosent på 2 prosent og en kraftpris på 30 øre/kWh for å illustrere energileddet. Effektagiften i Sverige er beregnet med utgangspunkt i en tariff på 36 SEK/kWh. Alle tariffer er omregnet til NOK og oppgitt i øre. For Storbritannia er gjennomsnittsnivået på TNUoS-tariffen benyttet (uveid). BSUoS-tariffen er benyttet som energiledd. For Danmark og Finland er tariffene som er beregnet pr. kWh innmating klassifisert som energiledd.

4 RESIDUALE LEDD OG UTBYGGING AV NETTET

I kapitlene over har vi analysert fordelingen av residuale kostnader som om omfanget av de residuale kostnadene er gitt. Effektivitetsvirkningene oppstår fordi de residuale tariffene påvirker forbruk og produksjon av kraft på lang sikt. Utviklingen i produksjon og forbruk påvirker imidlertid behovet for nett, og dermed kostnadene knyttet til utbygging av nettet og omfanget av residuale kostnader på lang sikt. I dette kapitlet drøfter vi nærmere hvordan en ikke-optimal fordeling av residuale kostnader kan påvirke de samlede kostnadene i nettet.

4.1 Innledende betraktninger

Kapasiteten i nettet bygges ut for å håndtere den forventede kombinerte utviklingen i produksjon og forbruk. Utviklingen påvirkes av mange forhold, hvorav utsiktene for nettkostnadene er ett. Målet for utforming av leddene i nettariffen bør være samfunnsøkonomisk effektivitet, og når det gjelder de faste leddene, å minimere effektivitetstap. Siden de faste leddene påvirker beslutninger om langsiktig produksjon og forbruk, vil ulike fordelinger av residuale kostnader også ha betydning for etterspørselen etter nett, og dermed for investeringer i nettkapasitet.

I prinsippet burde fremadskuende beregninger av effektivitetstapet ved ulike fordelinger av residuale kostnader også ta hensyn til hvordan de samlede nettkostnadene påvirkes. Siden residuale ledd uansett gir effektivitetstap (på samme måte som fiskale skatter), vil de også føre til en ikke-optimal utbygging av nettet. Det vil antagelig føre for langt å gjøre slike beregninger for ulike fordelinger, men i den grad man finner at ulike fordelinger av residuale kostnader gir store utslag for omfang og lokalisering av produksjon og forbruk, bør konsekvensene for nettkostnadene også tas i betraktning.

Vi vil understreke at det ikke bør være et mål i seg selv å minimere nettkostnadene. Ikke optimalt fastsatte fastledd kan imidlertid gi ytterligere tap hvis de leder til at nettkostnadene blir større enn de burde vært.

På lang sikt er både tilbud og etterspørsel elastiske, og det er vanskelig å se for seg at innkreving av residuale kostnader ikke vil påvirke markedet og gi effektivitetstap. Det gjelder både for en innmatingstariff og for en uttakstariff. Residuale kostnader må kreves inn på en eller annen måte. Dersom man ikke ilegger en innmatingstariff, må alle residuale kostnader inn fra forbrukerne. Det gir også overveltningseffekter og effektivitetstap. For å analysere konsekvensen av en innmatingstariff for nettetterspørselen, må man derfor ta hensyn til det relevante alternativet som er at residuale ledd legges på forbrukerne. Som vi har sett over, har fordelingen ulike overveltning- og effektivitetsvirkninger når vi har handel med andre land enn i et lukket system.

Dersom både innenlandsk etterspørsel og eksportterspørselen er elastisk, vil norske produsenter bære en stor del av byrden ved en innmatingstariff. Tariffen vil i så fall føre til at investeringene i kraftproduksjon i Norge reduseres. Reduserte investeringer i produksjon fører imidlertid ikke nødvendigvis til reduserte investeringer i nettet, det avhenger av hvor de marginale prosjektene, altså de som ikke realiseres på grunn av innmatingstariffen, er lokalisert. Reduserte investeringer i produksjon i underskuddsområder trekker i retning av at det må investeres mer i nettet, mens reduserte investeringer i overskuddsområder gir redusert behov for nettinvesteringer.

Samtidig vil lavere investeringer i Norge trekke opp kraftprisen, noe som vil dempe forbruksutviklingen. Siden prisøkningen rammer alle forbrukere, vil det være den mest elastiske delen av etterspørselen som responderer mest. Det er trolig deler av industrietterspørselen (kraftintensiv industri) og husholdningers og næringslivs etterspørsel etter strøm til oppvarming som er mest elastisk. Siden kraftintensiv industri ofte er lokalisert i områder med betydelig kraftproduksjon, kan redusert forbruk føre til økt behov for nettkapasitet for krafteksport. Samtidig blir områdeprisen lavere, slik at deler av forbruksbortfallet trolig vil bli erstattet av annet forbruk (dog neppe fullt ut).

Redusert produksjon og høyere priser i Norge vil trolig gjøre utenlandskabler mindre lønnsomme så lenge vi har en positiv kraftbalanse. Det vil tendere til at investeringer i flere utenlandskabler blir utsatt eller skrinlagt. Det påvirker også etterspørselen etter innenlands nett.

De residuale kostnadene må imidlertid alternativt dekkes av en tariff på uttak, noe som også påvirker både produksjon og forbruk – avhengig av etterspørselastisiteten. En uttakstariff gir mulighet for å skjerme de mest elastiske forbruksgruppene, som kraftintensiv industri. Imidlertid kan det antas at etterspørselastisiteten er betydelig, og økende, også i alminnelig forsyning på lang sikt.

Videre avhenger utviklingen av hvordan en innmatingstariff utformes. Først og fremst bør innmatingstariffen utformes slik at den ikke påvirker de kortsiktige produksjonsbeslutningene. De bør heller ikke påvirke verdien av utbygging av kapasitet ut over det som signaliseres gjennom markedspriser og eventuelle anleggsbidrag.

Dessuten spiller det en rolle på hvilket grunnlag beslutninger om nettinvesteringer fattes. Dersom investeringene i nettet alltid planlegges og gjennomføres med god sikkerhetsmargin og ikke utelukkende basert på økonomiske kriterier, vil ikke en innmatingstariff nødvendigvis påvirke nettinvesteringene vesentlig. Imidlertid er det vanskelig å se for seg at det ikke vil være en sammenheng mellom nettutbygging og utvikling i produksjon og forbruk over tid.

Endelig har rammebetingelsene i andre land betydning for utbygging av produksjonskapasitet i Norge, noe som igjen påvirker netteterspørselen, det residuale inntektsbehovet og omfanget av effektivitetstap. Det gjelder både dersom G-tariffene i relevante land er høyere og lavere enn i Norge.

4.2 Andre tariffledd er optimale og tariffene er harmoniserte

Dersom alle andre tariffledd er optimale og prinsippene for dem harmoniserte, bør man utforme residualleddene slik at effektivitetstapet blir minst mulig. Da bør man differensiere fastleddene for forbruk etter Ramsey-prinsippet og fastleddene for produksjon etter samme prinsipper som en grunnrenteskatt. Det siste kan i praksis være lettere enn det første fordi forbrukssiden er mindre homogen og fordi det er vanskelig å utforme fint differensierte fastledd. Som vi har sett, er det dessuten vanskelig å anslå etterspørselastisiteter noenlunde eksakt.

Samtidig skal differensiering både på forbruks- og produksjonssiden, i henhold til gjeldende regelverk (se kapittel 5), begrunnes ut fra nettmessige forhold. En differensiering av innmatingstariffen som er nøytral på samme måte som en grunnrenteskatt, kan være i strid med dette prinsippet (og har historisk vært vurdert slik av NVE etter hva vi forstår), men det krever en nærmere juridisk avklaring.

Mye tyder på at lokaliseringssignalene er svakere enn ønskelig med dagens variable tariff. Det gjelder i så fall både produksjon og forbruk og kan tale for å differensiere fastleddene mellom ulike noder eller områder i nettet. I dette tilfellet er det mest effektivt å behandle forbruk og produksjon likt (symmetrisk) dersom vi forutsetter at en marginal økning i produksjonen og en marginal reduksjon i forbruket har samme konsekvens for nettkostnadene. Det tilsier at tariffen bør differensieres ut fra den variabelen som påvirker behovet for nettutbygging, som trolig er knyttet til effekt og last- eller produksjonsprofil. Slike ledd vil trolig kunne utformes på samme måte som energileddet slik at produksjon i underskuddsområder får en negativ tariff, mens produksjon i overskuddsområder får en positiv tariff (med samme satser for forbruk, men med motsatt fortegn).⁹ En slik tariff vil likevel trolig gi et netto positivt dekningsbidrag til de faste kostnadene i nettet. Den kan videre innebære at noen produsenter får en høyere innmatingstariff enn i dag, mens andre får en lavere tariff.

4.3 Rammebetingelsene i andre land vrir investeringer til Norge

Et lokaliseringssledd styrker incentivene til å etablere ny produksjon der det er optimalt når nettkostnadene tas med i betraktningen, noe som fører til at de samlede nettkostnadene reduseres. Imidlertid kan fremdeles incentivene til å etablere produksjon i Norge være sterkere enn de burde være sett fra et overordnet effektivitetsperspektiv. Hvis landene omkring oss har rammebetingelser for ny produksjon som gir høyere kostnader, kan investeringene i ny produksjonskapasitet i Norge bli for høye. Slike rammebetingelser i våre naboland er spesielt problematiske dersom

⁹ Se også anbefalingen i egen rapport om lokaliseringssignaler i nettet, TE-17-09 *Vurdering av behovet for ytterligere lokaliseringssignaler i tariffen*, THEMA Consulting Group 2017.

lokaliseringssignalene i den norske tariffen ikke er adekvate. Men selv med adekvate lokaliseringssignaler kan den samfunnsøkonomiske kostnaden for Norge bli høy dersom økt produksjon fordrer økte investeringer i nettet. Økte investeringer innebærer også et økt residualt inntektsbehov som gir ytterligere effektivitetstap.

Man kan ikke på generelt grunnlag si i hvilken grad økte investeringer i ny produksjon øker etterspørselen etter nett i Norge. Som vi har sett i avsnitt 3.4, har mange av landene vi handler med ingen innmatingstariff for produksjon. Det kan føre til lavere utbygging av produksjon i Norge, og potensielt lavere nettinvesteringer i en situasjon med kraftoverskudd. I en situasjon med kraftunderskudd i Norge, kan redusert produksjon føre til økt etterspørsel etter nett knyttet til økt importbehov. Resultatet er med andre ord situasjonsbetinget, og sammenhengene kan bare avdekkes gjennom empiriske analyser.

Rammebetingelsene for ny produksjon i utlandet er uansett ikke irrelevante for nivået på en innmatingstariff (i gjennomsnitt). I avsnitt 3.4 så vi at både Sverige og Storbritannia har (differensierte) innmatingstariffer som øker investeringskostnadene for ny produksjon, mens f.eks. Tyskland ikke har noen innmatingstariff. De illustrative modellberegningene avslørte videre at hvordan økt innmatingstariff påvirker produksjon og investeringer i andre land, og i hvilke land, ikke bare kommer an på hvilke forutsetninger som legges til grunn for innmatingstariffer. Støtteordninger og markedsutvikling spiller også en viktig rolle.

Den teoretiske analysen konkluderer med at det trolig er optimalt (samfunnsøkonomisk effektivt) å ilegge fastledd både for forbruk og produksjon. Det gjelder også dersom innmatingstariffene i landene vi handler med, er optimale og basert på harmoniserte prinsipper. (Gitt at tilbuds- og etterspørselskurvene, og det residuale inntektsbehovet i nettet, varierer mellom områder, er det de samfunnsøkonomiske prinsippene som bør harmoniseres, og ikke nivået på tariffene.) Dersom fastleddene ikke er effektivt fastsatt, og særlig dersom de er for høye, kan det være et ytterligere argument for å øke innmatingstariffen i Norge for å redusere risikoen for økte investeringer som kan komme til å øke behovet for nettinvesteringer og dermed effektivitetstapene knyttet til innkreving av residuale kostnader.

Det er stor variasjon i G-tariffene i de landene vi handler med. Da er det ikke så lett å fastslå hvilke tariffen man skal harmonisere mot. Det er et empirisk spørsmål. Fastsettelsen må baseres på en analyse av de langsiktige konsekvensene av ulike nivåer på innmatingstariffer (ulike fordelinger mellom produksjon og forbruk), som tar hensyn til alle kostnader og relevante drivere for investeringer i det integrerte markedsområdet.

Hvis modellsimuleringer avslører at høye innmatingstariffer i f.eks. Sverige vil vri investeringer til Norge, er det et argument for å øke innmatingstariffen. Samtidig kan manglende innmatingstariff i Tyskland trekke i motsatt retning. Men igjen er det prinsippene for fastsettelse av tariffen man bør ta hensyn til, og ikke det absolutte nivået.

Støtteordninger for ny produksjon er også relevante for lokalisering av investeringer. Tyskland har ikke innmatingstariff og svært gunstige rammebetingelser, særlig for fornybar produksjon. Samtidig er det også mange andre rammebetingelser som er forskjellige mellom Norge og Tyskland. Fremover kan det bli aktuelt for Tyskland å subsidiere utbygging i andre land. I utkastet til nytt fornybardirektiv har EU-Kommisjonen foreslått at minimum 10 prosent av fornybarkapasiteten som mottar støtte gjennom nasjonale støtteordninger skal være åpen for fornybarprosjekter i andre land fra 2021, og at andelen skal øke til 15 prosent fra 2026.¹⁰ Hvis rammebetingelsene for etablering av produksjon i Norge er for gunstige, kan det gi økt utbygging og økte kostnader i det norske nettet.

¹⁰ Forslaget er en del av Kommisjonens forslag til revidert fornybardirektiv som omfatter EUs fornybarpolitikk 2021-2030. Forslaget skal i løpet av 2017 gjennom trepartsforhandlinger mellom Europaparlamentet, Ministerrådet og Kommisjonen. Både i Rådet og Parlamentet har det blitt uttrykt skepsis til Kommisjonens forslag om et krav om å åpne for internasjonal deltagelse i nasjonale støtteordninger for fornybar energi, så det er foreløpig usikkert om denne delen av forslaget vil endres eller fjernes i den endelige lovteksten.

Økte investeringer øker det residuale inntektsbehovet i nettet og gitt av disse ikke kan kreves inn på nøytralt vis, gir opphav til ytterligere effektivitetstap.

4.4 Konklusjoner

For å fastsette riktige nivåer og differensieringer av ulike ledd, må man gjøre grundige empiriske analyser. Det har ikke vært en del av dette prosjektet.

Det er ikke mulig eller ønskelig å harmonisere innmatingstariffene med handelspartnerne. Det kommer dels av at landene bruker ulike *prinsipper* for innkreving av residuale nettkostnader, og dels at også optimale nivåer vil variere mellom land. I tillegg er det også andre rammebetingelser som påvirker lokalisering av ny produksjon, og nivået for en innmatingstariff i Norge kan umulig rette opp alle vridninger i så måte.

Det bør ikke være et mål å minimere nettkostnadene. Sammenhengen mellom en innmatingstariff og etterspørselen etter nett i Norge avhenger av flere forhold, og man kan ikke på generelt grunnlag si at en for lav innmatingstariff vil gi høyere nettinvesteringer. Virkningen på nettinvesteringene kommer også blant annet an på kortsiktige og langsiktige lokaliseringssignaler i tariffen og markedspriser, på ulike støtteordninger og rammebetingelser, og på Statnetts prinsipper for investeringsbeslutninger. Samtidig som Statnett bør ta hensyn til resultatene av langsiktige elastisitetsestimater, må hensynet til forsyningssikkerhet og leveringskvalitet naturligvis også tillegges tilbørlig vekt.

Hovedprinsippet for fordeling av innkrevingen av residuale kostnader bør også i second best-tilfellet være å minimere det samfunnsøkonomiske effektivitetstapet for Norge, ved å ta hensyn til de langsiktige elastisitetene i tilbud og etterspørsel i Norge, og elastisiteten i handelen med andre land.

5 HINDRINGER I REGELVERKET

Norsk og europeisk lovgivning legger begrensninger for hvordan de residuale nettkostnadene kan fordeles. Den norske energilovforskriften fastslår at tariffene kun kan differensieres mellom kunder basert på relevante nettforhold. Videre fastsetter EU-forordning 838/2010 et gulv og tak for innmatingstariffer i Norden på henholdsvis 0 og 1,2 €/MWh. Behovet for økt harmonisering av innmatingstariffene mellom EUs medlemsland har blitt diskutert over flere år, men pr. i dag foreligger det ikke konkrete planer om lovgivning som vil begrense medlemslandenes mulighet til å bestemme tariffstruktur ytterligere. På sikt antar blant annet ACER at økende markedsintegrasjon og harmonisering av andre deler av kraftsystemet vil føre til at behovet for harmonisering av nettariffene øker.

5.1 Norsk lovgivning

I henhold til energilovforskriftens § 4-4¹¹ skal "tariffene (...) utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet. Tariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold". Kravet om at tariffene kun kan differensieres basert på relevante nettforhold legger begrensninger for hvordan de residuale nettkostnadene kan fordeles. NVE har etter hva vi forstår praktisert dette slik at det ikke har vært mulig å lage et skille mellom ulike brukere av nettet basert på betalingsvilje som ut fra økonomisk teori ville kunne økt det samfunnsøkonomiske overskuddet (Ramsey-prising). Det faller imidlertid utenfor rammen av denne rapporten å vurdere hvorvidt dette er den eneste mulige juridiske tolkningen av forskriften.

5.2 Europeisk lovgivning

Norge er en del av det indre europeiske energimarkedet, og Statnett må dermed forholde seg til europeisk lovgivning knyttet til tariffing.

EU-forordning 714/2009¹² gir overordnede prinsipper for tariffing av nettilkobling. Forordningen fastslår at tariffene skal være transparente, ta hensyn til behovet for forsyningssikkerhet og reflektere faktiske kostnader såfremt disse er et resultat av effektiv drift. Tariffene skal være ikke-diskriminerende og ikke være distansebaserte. Der det er passende skal tariffene gi lokaliseringssignaler til produsenter og forbrukere som reflekterer nettstap, flaskehals og tilknytningskostnader (artikkel 14). Forordningen gir også EU rett til å innføre bindende nettverkskoder for harmonisering av nettariffer mellom medlemslandene (artikkel 8).

EU-forordning 838/2010 gir retningslinjer for medlemsstatenes fastsettelse av nettariffer ved å sette gulv og tak for tillatt innmatingstariff i ulike områder i Europa. For det nordiske markedet er grensen satt til henholdsvis 0 og 1,2 €/MWh. ACER er ansvarlig for kontinuerlig oppsyn med tariffene. ACER vurderte de øvre og nedre grensene i 2014 og beholdt de daværende grensene for perioden 2015-2018¹³.

5.3 Fremtidig europeisk lovgivning

Over de siste årene har behovet for en harmonisering av tariffstrukturene mellom EUs medlemsland blitt analysert av en rekke ulike EU-organer og eksterne aktører. Under følger en oversikt over de viktigste konklusjonene og EU-Kommisjonens forslag til ny lovgivning i den reviderte energimarkedsforordningen som i 2017 diskuteres i trepartsforhandlinger mellom EU-Kommisjonen, Europaparlamentet og Europarådet.

¹¹ Dette er også fastslått i Kontrollforskriften § 13-1.

¹² Også dekket i EU-direktiv 2009/72

¹³ [ACER Opinion 09/2014](#)

CEPA – Cambridge Economic Policy Advisors

CEPA har, på oppdrag fra ACER, utført en analyse av behovet for harmonisering av nettariffer mellom medlemsstatene i EU/EØS.¹⁴ CEPA peker på betydelige forskjeller når det gjelder tariffingspraksis mellom EUs medlemsland blant annet når det gjelder balansen mellom G- og L-tariffer¹⁵, bruk av energi- eller effekttariffer og implementeringen av prinsippene for kostnadsrefleksivitet.

CEPA finner at teoretisk sett kan ulikheter i tariffstruktur mellom land føre til effektivitetstap ved å virke vridende på bruken av nettet og investeringer i produksjon og forbruk. Men betydningen av en slik vridning mellom to land eller områder med ulik tariffstruktur er avhengig av i hvilken grad de er fysisk sammenkoblet, har sterk integrerte energisystemer, markedsdeltagerne har mulighet til å endre sine beslutninger som en reaksjon på ulikheter i tariffstrukturene, og forskjellene er tilstrekkelig betydelige til å føre til at aktørene faktisk endrer adferd.

Vurderingen av hvorvidt mangelen på en harmonisert tariffstruktur fører til sub-optimalt nettbruk og -investeringer kompliseres ytterligere av at det i dag er store forskjeller mellom medlemsland når det gjelder en rekke andre markedsforhold som skatter og støtteordninger for fornybar energiproduksjon. Disse forskjellene har trolig har en langt sterkere vridende effekt på investerings- og bruksbeslutninger enn en mangel på harmonisering av tariffstrukturer. Videre vil ulikheter i historiske nettkostnader og prinsipper for beregning av effektiv nettverksdrift mellom medlemsstater kunne ha større vridende effekter enn forskjeller i tariffstrukturen i seg selv.

CEPA finner at det ikke er mulig å fastslå at dagens ulikheter mellom EUs medlemsstater når det gjelder tariffing av nettbrukere fører til vridninger av betydning for bruk av nettet på kort sikt og for investeringer i nettet på lang sikt. De mener derfor at det pr. i dag ikke er hensiktsmessig å innføre reguleringer som pålegger medlemsstatene en bestemt fordeling av de residuale nettkostnadene fordi kostnadene knyttet til en endring i markedsbetingelsene trolig vil veie tyngre enn potensielle fordeler knyttet til et mer effektivt marked. CEPA poengterer samtidig at eventuelle vridninger som følge av ulikheter i tariffstrukturer vil fremstå klarere og øke i omfang i takt med at andre markedselementer harmoniseres. Mer detaljert regulering kan dermed bli mer aktuelt på sikt.

CEPA mener at ACER fortsatt bør overvåke gulv og tak for G-tariffing i EU (forordning 838/2010). Videre påpeker de at de ulike medlemsstatene vektet prinsippene for tariffing som er fremlagt i tredje energipakke ulikt og anbefaler derfor å starte med å sørge for en klargjøring av prinsippene i tredje energipakke og arbeide for en felles forståelse av prinsippene for hva som utgjør en optimal tariffstruktur.

ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators

ACER støtter seg til CEPAs rapport og konkluderer med at konsekvensene av ulikheter i tariffstrukturene mellom EUs medlemsland ikke er påviselige og/eller ikke materielle, og at det derfor ikke kan anbefales å innføre ytterligere lovverk for å harmonisere tariffstrukturene mellom medlemslandene pr. i dag.

ACER mener at gitt den store usikkerheten knyttet til effekten av andre tiltak vil en fortsatt overvåking av nedre og øvre grense for G-tariffene (forordning 838/2010), kombinert med et forbud mot energibaserte G-tariffer for inndekking av residuale nettkostnader,¹⁶ være tilstrekkelig for å begrense eventuelle effektivitetstap som følge av en manglende harmonisering av nettariffene i Europa.

ACER sier seg også enig i CEPAs konklusjon om at vridninger som følge av ulike tariffstrukturer vil øke i takt med at øvrige markedselementer harmoniseres og de nasjonale energimarkedene integreres. De positive effektene knyttet til harmoniserende lovgivning må la seg tydelig dokumentere for at slik lovgivning skal være aktuell ifølge ACER.

¹⁴ [CEPA - Scoping Towards Potential Harmonisation Of Electricity Transmission Tariff Structures](#)

¹⁵ G står for generator, dvs. produksjon, og L for load, dvs. forbruk.

¹⁶ [ACER opinion 09/2014](#)

Angående prinsippene for tariffing som er beskrevet i tredje energipakke mener ACER at medlemsstatene implementere dem på forskjellige måter, og at betydningen av disse forskjellene vil øke i takt med markedsintegrasjonen. ACER skriver at de vil påbegynne arbeidet med å utvikle et sett med prinsipper for nettariffing andre halvår 2016, etter at konsultasjoner knyttet til revidert markedsdirektiv er gjennomført.

EU-kommisjonen – Konsekvensutredning av Vinterpakken

I EU-kommisjonens konsekvensutredning av revidert elmarkedsforordning og -direktiv¹⁷ ble et forbud mot bruken av energitariffer for å hente inn residuale nettkostnader og behovet for harmonisering av tariffstrukturene mellom medlemslandene analysert.

Angående forbudet mot energibaserte G-tariffer fant Kommisjonen at det ville gi en samfunnsøkonomisk gevinst som er så begrenset at den risikerer å være mindre enn implementeringskostnaden.

Når det gjelder behovet for harmonisering av nettariffene fant Kommisjonen at full harmonisering er en for kompleks oppgave med for usikre og små samfunnsøkonomiske gevinster til å gjennomføre pr. i dag. De skriver:

«Given the number of design features and complexities regarding transmission tariffs, and the potentially small benefits associated with harmonising the less-complex aspects individually, it is concluded that the most appropriate option is to leave any full harmonisation to future implementing legislation as part of a network code or, if appropriate, through an amendment to existing implementing legislation. This will minimise disruption and implementation costs, allow the precise package to be worked up over time and with full involvement of experts, and also allow for the interactions between distribution tariffs and transmission tariffs, and their impacts on consumers and generators at both connection-levels, to be more fully reflected.» (EU-kommisjonen, 2016)

Mens en full harmonisering av tariffstrukturene mellom medlemslandene ansees som uhensiktsmessig finner konsekvensutredningen en harmonisering av *prinsippene* for tariffing nyttig. Kommisjonen mener at felles prinsipper vil ha en positiv effekt på investeringsklimaet for kraftprodusenter fordi det øker forutsigbarheten knyttet til fremtidige nettkostnader.

Kommisjonen konkluderer med at harmonisering av prinsippene for nettariffer vil være det riktige tiltaket per i dag, og at ACER bør ta en ledende rolle i utviklingen av disse i samarbeid med medlemsstatenes TSOer og andre interessenter.

EU-kommisjonen - Revidert elektrisitetmarkedetsforordning

EU-kommisjonens lovforslag knyttet til tariffstrukturer er omtalt i artikkel 16 i revidert elektrisitetmarkedetsdirektiv som ble lagt frem som en del av Vinterpakken i november 2016¹⁸.

Tariffer skal ifølge Kommisjonens forslag være transparente og ikke-diskriminerende, ta høyde for behov for forsyningssikkerhet og fleksibilitet og reflektere påløpte kostnader gitt effektiv drift. De skal ikke virke diskriminerende mot energilagring eller etterspørselsfleksibilitet. Videre skal tariffene gi lokaliseringssignaler hvis det er passende.

ACER skal innen tre måneder etter at forordningen har trådt i kraft komme med anbefalinger til de nasjonale reguleringsmyndighetene om progressiv konvergens av metodologien for tariffing i transmisjons- og distribusjonsnett. Anbefalingen skal minimum omfatte:

- Forholdet mellom tariffer for forbruk og produksjon
- Kostnader som skal innhentes gjennom tariffer

¹⁷ [Konsekvensutredning](#)

¹⁸ [Elektrisitetmarkedetsdirektivet](#)

- Tidsdifferensierte tariffer
- Lokaliseringssignaler
- Grupper av nettbukere som skal tarifferes

De nasjonale reguleringsmyndighetene skal ta høyde for ACERs anbefalinger i fremtidig fastsetting av tariffer eller prinsipper for tariffing. ACER skal ha oppsyn med medlemsstatenes implementering av anbefalingene og rapportere til Kommisjonen hvert år. Anbefalingene skal oppdateres minst annethvert år.

CEER – Council of European Energy Regulators

CEER deler Kommisjonens og ACERs om at det ikke er hensiktsmessig å lovbestemme en full harmonisering av nettariffene i EU pr. i dag. CEER går lenger og mener at de store nasjonale forskjellene gjør at felles europeiske løsninger er så utfordrende at de sier seg uenige med ACER og Kommisjonen når det gjelder forslaget i revidert elmarkedsforordning om at ACER skal koordinere en gradvis konvergens mellom medlemsstatene når det gjelder tariffingsmetodologi¹⁹.

Videre utvikling

Det reviderte elmarkedsdirektivet er pr. september 2017 til behandling i Europaparlamentet. Direktivet er gitt prioritert status av de tre EU-institusjonene i 2017, men det er foreløpig ikke publisert noen posisjon fra Parlamentet når det gjelder tariffing og ACERs rolle.

¹⁹ [CEER – White paper on Distribution and Transmission Tariffs and Incentives](#)

VEDLEGG 1

Entso-e (2017): ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017.

Table A.7. First connection charges

Country	Charge Type	Description
Austria	Shallow	In form of building-cost contribution for generation or tariff for load. Tariff for load: - Network Level 1 - 8.70 €/kW - Network Level 2 - 9.80 €/kW
Belgium	Mainly Shallow	- Onshore: Everything is socialized, except all installations between the grid user and the substation and the connection bay at the substation. - Offshore: idem. However, a support mechanism foresees in an additional subsidy for the cable connection up to 25 MEur.
Czech Republic	Shallow	No locational differentiation. Connection fees: 7401 €/MW for energy withdrawal (load) 18501 €/MW for energy injection (generation)
Denmark	Super Shallow to partially Shallow	In some cases charges are calculated to a fictitious point that can be closer than the physical connection point. Charges are not differentiated for L, G or DSO's and there is no locational differentiation. In most cases the costs are socialized in the tariffs – if not the charges to the grid user are based on actual costs.
Estonia	Deep	Necessary reinforcements in the grid are included in the connection fee
Finland	Shallow	Standard fee based on average costs of connection infrastructure. No differentiation of charges for L, G, DSO. No locational differentiation.
France	Shallow	* G, L, DSOs: the connection is made to the nearest substation where the appropriate voltage level is available and where this connection is technically possible. No locational differentiation, charges based on actual costs. Generators pay 100 % of the cost, consumers pay 70 % of the cost of their main connection. * RES: network development costs due to RES integration are mutualized on a regional basis. No locational differentiation, charges based on actual costs.
Germany	Shallow to Super shallow	Charging is generally based on actual costs. Grid users pay for their own connection line and substation. General reinforcements of the grid are socialized via tariffs. No differentiation of charges for L, G or DSO.

Great Britain	Shallow	This applies to both generation and load and means that connection charges relate only to the costs of assets installed solely for, and only capable of use by, an individual user. All other assets are assumed to be shared and their costs are included in the wider locational transmission tariff.
Latvia	Deep	<p>Grid users builds own connection line. All connection equipment and reinforcement are included in the connection fee.</p> <p>Producer (G) always has to compensate 100% from new connection charge.</p> <p>DSO must compensate 100% from new connection charge. For load increasing of existing connection DSO must compensate connection fee pro-rata with load increasing.</p> <p>Consumer (L) must compensate 100% of new connection charge and must compensate existing connection load increasing by pro-rata with load increasing, except consumers, who have special connection status issued by National Authority (Regulations on the Special Connection to the Electricity Transmission System).</p> <p>The Special Connection to the Electricity transmission system is allocated by Cabinet of Ministers. If the Consumer has the special connection case, then compensation costs from consumer side are:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 66% with load $\geq 50\text{MW}$ and consumption $\geq 100000\text{MWh}$ in the nearest two years; • 33% with load $\geq 75\text{MW}$ and consumption $\geq 150000\text{MWh}$ in the nearest two years; • 0% with load $\geq 100\text{MW}$ and consumption $\geq 200000\text{MWh}$ in the nearest two years. <p>Other charges are compensated from TSO side.</p> <p>No locational differentiation.</p> <p>Charging is based only on actual costs.</p>
Lithuania	Deep	100% of all actual connection costs, exception for the renewable generators - 40% of all actual connection costs.
Luxembourg	Shallow	Grid users (L, G and DSO) pay the actual costs for their own connection line and substation. General reinforcements of the grid are socialized in the tariffs.
Netherlands	Shallow	The connection charge consists of the costs to connect the client's installation to the client's circuit end connecting to the TenneT station.
Northern Ireland	Shallow	Load and generation over 1MW pay 100% shallow connection costs. Connection costs will be based on out turn cost or a fixed quotation.

Norway	Shallow	Cost related customer-specific network facilities must be borne by the customer.
Poland	Shallow	The enterprise which is going to be connected pay for all the expenditures to build the connection site which contains the direct line and extension or rebuilding costs for the substation (if necessary) where connection takes place. The reinforcement and development of existing network is performed by TSO. Connection charges are: <ul style="list-style-type: none"> • Final customers (load) pay 25% of total investment expenditures. • RES units of installed capacity $\leq 5\text{MW}$ pay 50% of total investment expenditures. • Co-generation units of installed capacity $\leq 1\text{MW}$ pay 50% of investment expenditures. Other generators and distribution companies pay 100% of total investment expenditures. RES units of installed capacity $\leq 40\text{ kV}$ don't pay connection charges.
Slovenia	Shallow	L: pays the costs of the first connection for power specified in permission of connection. G: pays the costs of the first connection in accordance of consumed power. DSO: does not pay any costs for the first connection. There is no locational differentiation. Charging is based on tariff charges.
Sweden	Deep	Generators or consumers connecting to the grid will pay costs related to this (lines, sub stations,)
Switzerland	Shallow	No first connection charge for assets which can be used by other grid users.

	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal	Location		
Austria	35%	65%	No	No	Yes	Yes
Belgium	7%	93%	X	No	No	Yes
Bosnia & Herzegovina	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Bulgaria	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Croatia	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Cyprus	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Czech Republic	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Denmark	3%	97%	No	No	Yes	Yes
Estonia	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Finland	19%	81%	X	No	Yes	Yes
France	3%	97%	XXX	No	Yes	Yes
Germany	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Great Britain	17%	83%	No	Yes	No	Yes
Greece	0%	100%	X	No	No	Yes
Hungary	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Iceland	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Ireland	25%	75%	No	Yes	No	Yes
Italy	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Latvia	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Lithuania	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Luxembourg	0%	100%	No	No	Yes	Yes
FYROM	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Montenegro	36%	64%	X	No	Yes	Yes
Netherlands	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Northern Ireland	25%	75%	XXX	Yes	No	No
Norway	38%	62%	X	Yes	Yes	Yes
Poland	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Portugal	7%	93%	XX	No	No	No
Romania	3%	97%	No	Yes	Yes	Yes
Serbia	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Slovakia	3%	97%	No	No	Yes	Yes
Slovenia	0%	100%	XXX	No	Yes	Yes
Spain	10%	90%	XXX	No	No	No
Sweden	36%	64%	No	Yes	Yes	Yes
Switzerland	0%	100%	No	No	No	No

Remarks:

- (1) The % shares of network charges between G and L are provided for the base case charge.
- (2) The "X" indicates time differentiation. With one "X", there is only one time differentiation (for example, "day-night", "summer-winter"). With two "X" (or more), there are two (or more) time differentiations.